



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

# **Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013 – 2027**

## **Tomo II Plan Indicativo de Generación**

**Gerencia de Planeamiento**

**ETE-DTR-GPL-181-2013**

**01 de julio de 2013**

**PANAMÁ**



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

## CONTENIDO

<b>CAPÍTULO 1, INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2, INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS PRONÓSTICO DE DEMANDA.....</b>	<b>3</b>
PRONÓSTICOS DE DEMANDA.....	3
PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.....	4
CRITERIOS Y PARÁMETROS.....	5
CRITERIO DE MÍNIMO COSTO. ....	5
COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO (CIPLP).....	5
CRITERIO DE CONFIABILIDAD.....	5
COSTO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA.....	5
PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.....	6
CRITERIOS ECONÓMICOS.....	6
<b>CAPÍTULO 3, SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE .....</b>	<b>7</b>
SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO.....	8
SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO .....	9
AUTO GENERADORES.....	10
<b>CAPÍTULO 4, FUENTES Y SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA .....</b>	<b>13</b>
FUENTES DE GENERACIÓN.....	13
POTENCIAL EÓLICO .....	13
POTENCIAL FOTOVOLTAICO .....	14
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO .....	14
POTENCIAL TÉRMICO.....	15
SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA.....	16
PROYECTOS EÓLICOS.....	16
PROYECTOS FOTOVOLTAICOS.....	17
TURBA.....	17
PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS.....	17
PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS .....	19

<b>CAPÍTULO 5, METODOLOGÍA DEL ESTUDIO</b> .....	21
HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN .....	21
PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES.....	21
PERÍODO DE ESTUDIO .....	21
HIDROLOGÍA.....	21
DEMANDA .....	21
Bloques de demanda.....	22
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE. ....	22
PROYECTOS DE GENERACIÓN FUTUROS. ....	22
SIMULACIONES .....	22
<b>CAPÍTULO 6, ESCENARIOS DE EXPANSIÓN</b> .....	25
REGMHTGNC13.....	26
REGMHTCB13.....	29
REGMHTTLA13.....	32
ANÁLISIS DE LAS SENSIBILIDADES.....	35
REGMHTGNC13A .....	36
REGMHTGNC13B .....	38
REGMHTGNC13C .....	40
REGMHTGNC13D .....	42
REGMHTGNC13E .....	44
REGMHTGNC13F.....	46
RESUMEN .....	48
<b>CAPÍTULO 7, INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA</b> .....	53
REGCOLMHTGNC13 .....	54
<b>CAPÍTULO 8, CONCLUSIONES</b> .....	57

## ÍNDICE DE CUADROS.

Cuadro 2.1, Pronóstico de demanda.....	3
Cuadro 2.2, Proyección de Precios del Combustible.....	4
Cuadro 2.3, Poder Calorífico de los Combustibles.....	5
Cuadro 3.1, Capacidad Instalada del SIN. ....	7
Cuadro 3.2, Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente. ....	9
Cuadro 3.3, Sistema de Generación Termoeléctrico Existente. ....	10
Cuadro 3.4, Pequeñas Centrales y Autogeneradoras .....	10
Cuadro 3.5, Unidades de Generación de la ACP. ....	11
Cuadro 4.1, Resultados de los Ensayos de la Turba.....	15
Cuadro 4. 2 Proyectos con Licencias Definitivas y provisionales para Generación Eólicas .....	16
Cuadro 4.3, Proyectos Hidroeléctricos Considerados. ....	18
Cuadro 4.4, Proyectos Térmicos Candidatos.....	19
Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP. ....	22
Cuadro 5.2, Planes de Expansión de Centroamérica.....	23
Cuadro 5.3, Planes de Expansión de Centroamérica (Continuación).....	24
Cuadro 6.1, Cronograma de Expansión de Corto Plazo.....	25
Cuadro 6.2, Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario REGMHTGNC13	26
Cuadro 6.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario REGMHTCB13. ....	29
Cuadro 6.4, Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario REGMHTTLA13. ....	32
Cuadro 6.5, Sensibilidades Analizadas.....	35
Cuadro 6.6, Comparación de Planes de Demanda Media .....	48
Cuadro 6.7, Comparación de Costos por Escenario .....	49
Cuadro 6.8, Comparación de Costos Escenario REGMHTGNC13 vs Sensibilidades .....	51

## ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Gráfico 3.1, Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Termoeléctricas. ....	12
Gráfico 6.1, Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario REGMHTGNC13...	27
Gráfico 6.2, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13. ...	28
Gráfico 6.3, Costos Marginales de Panamá del Escenario REGMHTCB13. ....	30
Gráfico 6.4, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTCB13. ....	31
Gráfico 6.5, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTCB13...	31
Gráfico 6.6, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTTLA13. ....	33
Gráfico 6.7, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTTLA13.....	34
Gráfico 6.8, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTTLA13.	34
Gráfico 6.9, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13A.....	36
Gráfico 6.10, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13A37	
Gráfico 6.11, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13A.....	37
Gráfico 6.12, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13B.....	38
Gráfico 6.13, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13B. .....	39
Gráfico 6.14, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13B.....	39
Gráfico 6.15, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13C. ....	40
Gráfico 6.16, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13C. .....	41
Gráfico 6.17, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13C.....	41
Gráfico 6.18, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13D. ....	42
Gráfico 6.19, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13D. .....	43
Gráfico 6.20, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13D.....	43
Gráfico 6.21, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13E.....	44

Gráfico 6.22, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13E. .....	45
Gráfico 6.23, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13E.....	45
Gráfico 6.24, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13F.....	46
Gráfico 6.25, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13F. .....	47
Gráfico 6.26, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13F.....	47
Gráfico 6.27, Comparación de los Costos Marginales.....	50
Gráfico 7.1, Costos Marginales de Panamá del escenario REGCOLMHTGNC13 vs REGMHTGNC13.....	54
Gráfico 7.2, Intercambios PA-CO del escenario REGCOLMHTGNC13.....	54
Gráfico 7.3, Intercambios PA-CR del escenario REGMHTGNC13 vs REGCOLMHTGNC13 .....	55
Gráfico 7.4, Porcentaje de Participación de Generación del escenario REGCOLMHTGNC13.....	55

## **ÍNDICE DE ANEXOS**

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Caso REGMHTGNC13

Tomo II - Anexo 2 Salidas del Caso REGMHTCB13

Tomo II - Anexo 3 Salidas del Caso REGMHTTLA13

Tomo II - Anexo 4 Codificación de los Planes

Tomo II - Anexo 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de  
Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013

Tomo II - Anexo 6 Costo Operativo Térmico

Tomo II - Anexo 7 Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

Tomo II - Anexo 8 Topologías de los Proyectos

## GLOSARIO

**ACP:** Autoridad del Canal de Panamá

**AID:** Agencia Internacional para el Desarrollo

**ANAM:** Autoridad Nacional de Ambiente

**ASEP:** Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

**BEP:** Barril Equivalente de Petróleo

**BLM:** Bahía Las Minas

**BTU o BTu:** Unidad de Energía Inglesa, Acrónimo Inglés British Thermal Unit.

**CENS:** Costo de Energía no Servida

**CIPLP:** Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

**CMS:** Costo Marginal del Sistema

**CND:** Centro Nacional de Despacho

**COPESA:** Corporación Panameña de Energía, S.A.

**DFACI:** Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión

**DOE:** Departamento de Energía (acrónimo inglés United States Department of the Energy)

**EDECHI:** Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.

**EDEMET:** Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.

**EGESA:** Empresa de Generación Eléctrica, S. A.

**EIA:** Administración de Información Energética de Estados Unidos (Organismo de Estadística y Análisis del Departamento de Energía de los Estados Unidos)

**ENSA:** Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A.

**EOR:** Ente Operador Regional

**ERNC:** Energías Renovables No Convencionales

**ETESA:** Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

**FMAM:** Fondo para el Medio Ambiente Global

**GNL:** Gas Natural Licuado.

**kW:** Kilovatio

**MER:** Mercado Eléctrico Regional

**MW:** Megavatio

**MWh:** Megavatio-hora

**OPTGEN:** (Modelo de Planificación de la Expansión de Generación e Interconexiones Regionales)

**PEST:** Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

**PNUD:** Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

**RT:** Reglamento de Transmisión

**RTMER:** Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional

**SDDP:** Stochastic Dual Dynamic Programming

**SIEPAC:** Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional

**SNE:** Secretaría Nacional de Energía

**TIR:** Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad

**TIRE:** Tasa Interna de Retorno Económico

**VPN o VAN:** Valor Actual Neto (acrónimo inglés de Net Present Value.)

**VPNE:** Valor Presente Neto Económico

---

## CAPÍTULO 1, INTRODUCCIÓN

---

La preparación del Plan Indicativo de Generación para el Sistema Interconectado Nacional es una de las funciones de La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), de acuerdo a lo dispuesto en el capítulo IV del título III de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 que señala lo siguiente:

*“Preparar el plan de expansión de generación para el sistema interconectado nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo.”*

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación de largo plazo considera y armoniza los criterios y políticas dictadas por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), con el objeto de asegurar el abastecimiento de la demanda a costo mínimo y que los planes sean suficientemente flexibles y adaptables a los cambios que determinan las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación de largo plazo se enmarca en la ley No 43 del 25 abril de 2011 "Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones".

En el presente documento se exponen los resultados correspondientes a la revisión y

actualización del plan para el período 2013 – 2027, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tal efecto, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

- Solicitud de información para la elaboración del Plan de Expansión, hecha a los agentes en diciembre de 2013.
- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013, emitidos por la SNE.

A partir de los antecedentes mencionados, se obtienen planes indicativos para cada uno de los escenarios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía al igual que se llevan a cabo análisis de riesgo de estos planes bajo diferentes hipótesis de crecimiento de la demanda.

El Plan Indicativo de Generación, una vez concluido y aprobado por la Autoridad de los Servicios Públicos, estará a disposición de los agentes, empresas, instituciones y la sociedad civil. El mismo describe la situación actual de la oferta y la demanda eléctrica con relación a sus variables más relevantes, la dinámica de funcionamiento y las perspectivas de su crecimiento, presentando una visión de desarrollo del sector eléctrico hasta el año 2027.



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

## CAPÍTULO 2, INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS PRONÓSTICO DE DEMANDA

### PRONÓSTICOS DE DEMANDA

Como resultado de los análisis realizados, se prevé que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 7.46% y 7.88% a corto plazo (2013-2016), para los escenarios medio y alto respectivamente.

Es conveniente destacar que para el Corto Plazo, estos parámetros de generación y potencia se han incrementado con respecto a los valores estimados en el PESIN 2012-2026, debido a las altas expectativas económicas que se tienen en la actualidad, para los primeros cuatro años, en que se desarrollan una serie de megaproyectos.

Se estima que luego del desarrollo de estos megaproyectos, la evolución económica subsiguiente sea acorde a un proceso ordenado de una economía en desarrollo, con tasas de crecimiento estables de 5% a 6%.

Las mayores incertidumbres para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios moderado y optimista, radican en la continuación o no de varios y lujosos proyectos urbanísticos orientados al segmento de “turismo residencial”, algunos de los cuales, a la fecha están obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero (2007-2009).

**Cuadro 2.1, Pronóstico de demanda.**

Años	Energía				Potencia			
	Optimista		Moderado		Optimista		Moderado	
	GWh	Δ%GWh	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	MW	Δ%MW
<b>2012</b>	<b>8,448.0</b>	<b>9.4</b>	<b>8,448.0</b>	<b>9.4</b>	<b>1,351.3</b>	<b>7.7</b>	<b>1,351.3</b>	<b>7.7</b>
<b>2013</b>	9,133.8	8.1	9,084.5	7.5	1,459.3	8.0	1,451.4	7.4
<b>2014</b>	9,928.0	8.7	9,856.9	8.5	1,588.0	8.8	1,576.6	8.6
<b>2015</b>	10,934.8	10.1	10,793.9	9.5	1,746.4	10.0	1,725.5	9.4
<b>2016</b>	11,443.7	4.7	11,266.9	4.4	1,824.9	4.5	1,800.0	4.3
<b>2017</b>	12,135.7	6.0	11,922.1	5.8	1,932.4	5.9	1,903.6	5.8
<b>2018</b>	12,915.6	6.4	12,611.8	5.8	2,053.5	6.3	2,012.5	5.7
<b>2019</b>	13,680.2	5.9	13,333.9	5.7	2,171.7	5.8	2,126.5	5.7
<b>2020</b>	14,487.7	5.9	14,175.0	6.3	2,296.5	5.7	2,259.3	6.2
<b>2021</b>	15,332.1	5.8	14,981.7	5.7	2,426.7	5.7	2,386.5	5.6
<b>2022</b>	16,205.3	5.7	15,818.0	5.6	2,561.0	5.5	2,518.3	5.5
<b>2023</b>	17,111.6	5.6	16,686.0	5.5	2,700.2	5.4	2,654.9	5.4
<b>2024</b>	18,061.0	5.5	17,594.9	5.4	2,845.7	5.4	2,797.8	5.4
<b>2025</b>	19,055.9	5.5	18,542.6	5.4	2,997.9	5.3	2,946.8	5.3
<b>2026</b>	20,204.6	6.0	19,634.0	5.9	3,173.8	5.9	3,118.4	5.8
<b>2027</b>	21,415.9	6.0	20,779.9	5.8	3,359.1	5.8	3,298.5	5.8

Referencia: ETESA, Estudios Básicos, Plan de Expansión 2013

## PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Para los precios de los combustibles convencionales (Bunker C, Diesel Liviano) y no convencionales (Gas y Carbón) utilizados para la generación térmica existente y futura del país, se consideró un escenario base de precios medios y altos, aplicándole la tendencia alta (“High Price”) de la proyección estimada por el Annual Energy Outlook de diciembre de 2012 de la EIA/DOE.

Esta metodología dio como resultados los precios anuales que fueron acordados para utilizarse mediante la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013, emitidos por la Secretaría Nacional

de Energía y entregados a ETESA el 02 de febrero de 2013.

En el cuadro 2.2 se presenta la proyección de precios de combustible para el período 2013-2027, utilizados en los análisis del Plan Indicativo de Expansión de la Generación, estimados de acuerdo a lo establecido.

El poder calorífico es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión, referida a la unidad de masa de combustible. El cuadro 2.3, nos presenta el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

**Cuadro 2.2, Proyección de Precios del Combustible**

<b>Años</b>	<b>Distillate Fuel (Diesel Liviano) \$/Gal</b>	<b>Residual Fuel (Bunker) \$/Gal</b>	<b>Carbón \$/tone</b>	<b>Gas Natural US\$/m3</b>
<b>2013</b>	3.11	2.40	88.50	0.40
<b>2014</b>	3.94	3.04	112.17	0.41
<b>2015</b>	4.29	3.32	122.22	0.42
<b>2016</b>	4.58	3.54	130.42	0.47
<b>2017</b>	4.68	3.62	133.21	0.48
<b>2018</b>	4.78	3.69	136.07	0.51
<b>2019</b>	4.88	3.77	138.98	0.53
<b>2020</b>	4.98	3.85	141.95	0.53
<b>2021</b>	5.09	3.93	144.99	0.55
<b>2022</b>	5.20	4.02	148.09	0.57
<b>2023</b>	5.31	4.10	151.26	0.59
<b>2024</b>	5.42	4.19	154.50	0.60
<b>2025</b>	5.54	4.28	157.80	0.61
<b>2026</b>	5.66	4.37	161.18	0.62
<b>2027</b>	5.78	4.47	164.63	0.63

**Reference:** Energy information Administration´s – US department of Energy  
(Tasa de Crecimiento a Dic. 2012)

**Cuadro 2.3, Poder Calorífico de los Combustibles.**

Tipo de Combustible	Poder Calorífico	
Búnker ( Residual Fuel Oil )	6.287000	MMBTU / BBL
Diesel Liviano ( Distillate Fuel Oil )	5.825000	MMBTU / BBL
Gas Natural Licuado	35.6280	MBTU / m <sup>3</sup>
Carbón ( Coal )	24.694405	MMBTU / Ton

**Fuente:** Energy information Administration´s – US department of Energy

## CRITERIOS Y PARÁMETROS

*El objetivo principal de este estudio es obtener Planes de Expansión de Generación de mínimo costo, siguiendo la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional elaborado por la Secretaría Nacional de Energía.*

### CRITERIO DE MÍNIMO COSTO.

Como se indicó anteriormente, los planes que se obtienen son de mínimos costos totales (costos de inversión más costos de operación y mantenimiento más costos de déficit), traídos a valor presente. Adicionalmente, estos planes deben satisfacer los criterios establecidos de confiabilidad de potencia y de energía.

### COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO (CIPLP).

Este representa el costo de largo plazo de servir una unidad adicional de demanda. Se calcula como la relación entre los incrementos anuales de costos totales (inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento) actualizados al año referencial, y los incrementos anuales de demanda, igualmente actualizados al año referencial. La tasa de actualización que se utiliza debe ser la misma tasa de descuento que se usó en el plan.

### CRITERIO DE CONFIABILIDAD.

- i. En el caso de la energía, para ningún año del período de planificación se permite déficit que supere el 2.0% de la demanda de cualquier mes, en más del 5.0% de las series hidrológicas, además.
- ii. No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.

### COSTO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA.

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850.0 \$/MWh, que corresponde al costo de energía no servida (CENS) de acuerdo con la Resolución AN No. 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo de 5.79% “Calculado por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP con la Resolución AN No.5622-Elec de 28 de Septiembre de 2012”.

### **PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS**

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

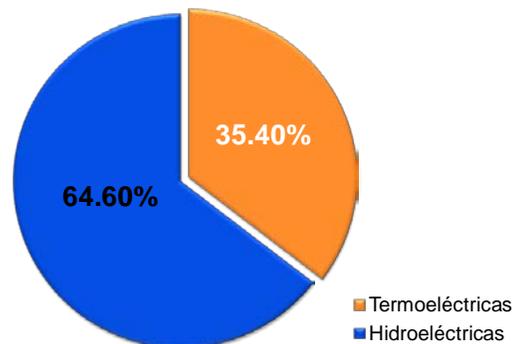
### **CRITERIOS ECONÓMICOS**

La vida económica o útil de las plantas hidroeléctricas se ha supuesto en 50 años.

Se usará como costo fijo de operación y mantenimiento de las plantas hidroeléctricas valores varían entre 10 \$/kW-año y 60 \$/kW-año.

## CAPÍTULO 3, SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a marzo de 2013, es de 2175.66 MW, de los cuales 1405.41 MW corresponden a centrales hidroeléctricas y 770.25 MW a centrales termoeléctricas. Esto equivale a 64.60% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico y 35.40% termoeléctrico. Las cifras mencionadas no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), ni los sistemas aislados.



En el Cuadro 3.1 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

**Cuadro 3.1, Capacidad Instalada del SIN.**

Agente Generador	Capacidad Instalada MW	%
AES Panamá, S.A.	481.96	22.15%
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	13.79%
GDF SUEZ - Bahia Las Minas Corp, S.A.	280.00	12.87%
AES Changuinola, S.A.	222.17	10.21%
GDF SUEZ - Alternegy, S.A.	179.43	8.25%
Generadora del Atlántico, S.A.	150.00	6.89%
Ideal Panamá, S.A.	141.90	6.52%
PAN-AM Generating Ltd.	96.00	4.41%
Pedregal Power Company	53.53	2.46%
Térmica del Caribe, S.A.	50.52	2.32%
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	42.80	1.97%
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	32.08	1.47%
GDF SUEZ - Bontex, S.A.	25.34	1.16%
Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	0.92%
Caldera Energy Corp.	19.75	0.91%
Generadora Alto Valle, S.A.	15.50	0.71%
Hidro Piedra, S.A.	14.00	0.64%
Generadora Río Chico S.A.	12.89	0.59%
Isthmus Hydropower Corp	11.00	0.51%
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.00	0.28%
Hidroibérica, S.A.	5.35	0.25%
Salto de Francoli S.A.	4.95	0.23%
Hidro-Panamá, S.A.	4.30	0.20%
Hidro Boquerón, S.A.	3.50	0.16%
Pequeñas Centrales - Autogeneradores	2.69	0.12%
<b>Σ</b>	<b>2175.66</b>	<b>100%</b>

Referencia: ETESA. Revisión del Plan del Expansión 2013.

## SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO

*Panamá cuenta con gran cantidad de recursos hídricos con condiciones geográficas propicias para el desarrollo de proyectos de generación hidroeléctricos, hecho que se hace notable en los últimos años donde la componente hidroeléctrica en el parque de generación representa un 64.6%.*

El parque de generación Hidroeléctrico del Sistema Eléctrico Nacional asciende a 1405.41 MW de capacidad instalada y está conformado por un significativo número de infraestructuras, localizadas, en su mayoría, en la región occidental de la República, donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes del país. Estos ofrecen más del 80 por ciento del potencial eléctrico que llega a los consumidores de todo el país.

Las centrales La Estrella, Los Valles y Estí, la Central Hidroeléctrica Fortuna, la cual hasta la fecha sigue siendo la central con mayor capacidad instalada de todo el parque de generación de Panamá, son algunas de las centrales que se localizan en la provincia de Chiriquí.

En la parte noroccidental de la República de Panamá, se incorporó al sistema la Central Hidroeléctrica Changuinola I, cuya construcción se inició en octubre de 2007 y entró en operación comercial en noviembre de 2011. Changuinola I cuenta con una potencia instalada de 222.17 MW y una generación anual estimada de 1,046.05 GWh, siendo este el proyecto energético más importante en los últimos 30 años.

Al otro lado del país, hacia el lado este de la Provincia de Panamá, se encuentra la Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80 kilómetros al este de Ciudad de Panamá. La planta hidroeléctrica de Bayano aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano que alimentan un embalse de 350 kilómetros cuadrados, siendo este el de mayor tamaño del país.

En el segundo semestre del 2012, se incorporan al sistema interconectado los proyectos hidroeléctricos Gualaca, Lorena y Prudencia localizados a pocos kilómetros de David, capital de la provincia de Chiriquí, de igual firma entran en operación las centrales Bajo de Mina y Baitún adicionando una capacidad instalada importante en pocos meses.

El cuadro 3.2 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en el cuadro 3.4.

**Cuadro 3.2, Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente.**

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Energía Anual Promedio GWh
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Filo de Agua	15.50	3.0640	60.70
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Filo de Agua	85.90	31.0900	407.70
GDF SUEZ - Altermegy, S.A.	Prudencia	Filo de Agua	58.66	50.0900	273.15
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Filo de Agua	56.00	20.0700	265.60
GDF SUEZ - Altermegy, S.A.	Lorena	Filo de Agua	33.77	30.6200	168.62
GDF SUEZ - Bontex, S.A.	Gualaca	Filo de Agua	25.34	23.0400	126.55
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Filo de Agua	14.00	3.3720	64.00
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Filo de Agua	5.35	0.4993	32.00
AES Changuinola	Changuinola 1	Embalse	212.40	165.6700	970.90
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito	Filo de Agua	20.00	5.2500	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito 2	Filo de Agua	12.89	3.2200	55.15
AES Changuinola	Mini Chan	Filo de Agua	9.77	9.6600	75.60
Salto de Francolí S.A.	Los Planetas 1	Filo de Agua	4.95	0.9100	24.65
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Filo de Agua	6.000	4.3000	37.00
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Filo de Agua	3.50	0.8980	21.21
Caldera Energy Corp.	Mendre	Filo de Agua	19.75	3.9243	100.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Algarobos	Filo de Agua	9.86	2.4100	48.25
Isthmus Hydropower Corp	Concepción	Filo de Agua	11.00	2.4900	65.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Filo de Agua	120.00	112.6700	620.00
Hidro-Panamá, S.A.	Antón III	Filo de Agua	1.50	0.2600	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón I	Filo de Agua	1.40	0.2400	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón II	Filo de Agua	1.40	0.2400	5.75
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Embalse	300.00	290.2050	1600.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Filo de Agua	54.76	17.6300	304.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Filo de Agua	47.20	16.1300	249.00
AES Panamá, S.A.	Bayano	Embalse	260.00	160.1200	577.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	La Yeguada	Filo de Agua	6.60	3.0000	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Macho de Monte	Filo de Agua	2.496	0.8000	11.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Dolega	Filo de Agua	3.12	1.1000	16.10
<b>Σ</b>			<b>1403.12</b>	<b>962.97</b>	<b>6317.07</b>

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO

En la Provincia de Colón se localiza el principal plantel térmico del país, destacándose el complejo termoeléctrico de Bahía Las Minas, que cuenta con un Ciclo Combinado de Diesel y la primera planta termoeléctrica de carbón en Panamá, con una capacidad de 120.0 MW. Además, en esta misma provincia se encuentra la planta térmica Cativá de 87.0 MW, el plantel térmico El Giral de 50.52 MW y Termocolón con 150.0 MW de capacidad instalada.

En la Provincia de Panamá se ubican el resto de las plantas térmicas. En el lado oeste de la Ciudad de Panamá se encuentra PAN-AM y al lado este se localiza PACORA. Las Turbinas de Gas propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA), con una capacidad instalada de 42.8 MW, están ubicadas a un costado del Centro Nacional de Despacho en la Ciudad de Panamá. En el cuadro 3.3, se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en el cuadro 3.4.

En cuanto a los retiros de unidades de generación cabe mencionar como único retiro programado a la fecha, el de las Turbinas de Gas propiedad de EGESA el cual se contempla para el 31 de marzo de 2014.

**Cuadro 3.3, Sistema de Generación Termoeléctrico Existente.**

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Rendimiento Ga/MWh
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	Búnker	53.53	53.5300	57.23
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Motor de Media Velocidad	Búnker	96.00	96.0000	57.13
GDF SUEZ - Altermegy, S.A.	Térmica Cativá	Motor de Media Velocidad	Búnker	87.00	80.0000	62.42
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Motor de Media Velocidad	Búnker	15.60	14.4685	61.51
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	Búnker	34.92	32.5565	60.64
Generadora del Atlántico, S.A.	Termocolón	Ciclo Combinado	Diesel Liviano	150.00	144.5000	63.84
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Panamá 1	Turbina de Gas	Diesel Liviano	21.40	19.0000	116.34
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Panamá 2	Turbina de Gas	Diesel Liviano	21.40	19.0000	114.66
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Capira	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	5.50	5.5000	79.72
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Chitre	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	4.50	4.5000	79.72
GDF SUEZ - Bahia Las Minas Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Ciclo Combinado	Diesel Liviano	160.00	147.4700	70.03
GDF SUEZ - Bahia Las Minas Corp, S.A.	Bahía las Minas Carbón	Turbina de Vapor	Carbón	120.00	108.0000	0.56
$\Sigma$				769.85	724.5250	

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

### AUTO GENERADORES

Se define como auto generador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados, pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

Existen pequeñas centrales generadoras menores de 1 MW declaradas como auto generador (Canopo) o que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en el Cuadro 3.4

**Cuadro 3.4, Pequeñas Centrales y Autogeneradoras**

Agente Generador	Nombre de la Planta	Tipo de Planta	Capacidad Instalada MW
Café de Eleta, S.A.	Candela	Hidroeléctrica	0.5400
Arkopal, S.A.	Arkopal	Hidroeléctrica	0.6750
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica	0.3400
Empresas Melo, S.A.	Río Indio	Hidroeléctrica	0.7330
Empresas Melo, S.A.	Canopo	Termoeléctrica	0.4000
$\Sigma$			2.6880
$\Sigma$ Termoeléctricas			0.400
$\Sigma$ Hidroeléctricas			2.2880

Referencia: ETESA. Revisión del Plan del Expansión 2013.

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el auto generador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 216 MW, de la cual un 27.8% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 72.2% restante a plantas térmicas.

El objetivo de la ACP es mantener el buen funcionamiento del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

La Autoridad del Canal de Panamá está instalando dos motores de dos tiempos en la Planta Termoeléctrica

de Miraflores, que reemplazarán a las turbinas de vapor (MIRG3 y MIRG4).

Estas nuevas unidades MIRG9 y MIRG10 contarán con una potencia nominal por unidad de 39.33 MW y potencia continua a plena carga de 37 MW.

Se programa que para el 27 de julio del 2013 estos motores entren a operar, y que a partir del 31 de diciembre de 2013, las turbinas de vapor salgan de servicio.

A continuación, se muestran en el cuadro 3.5 las actuales unidades de generación de la ACP

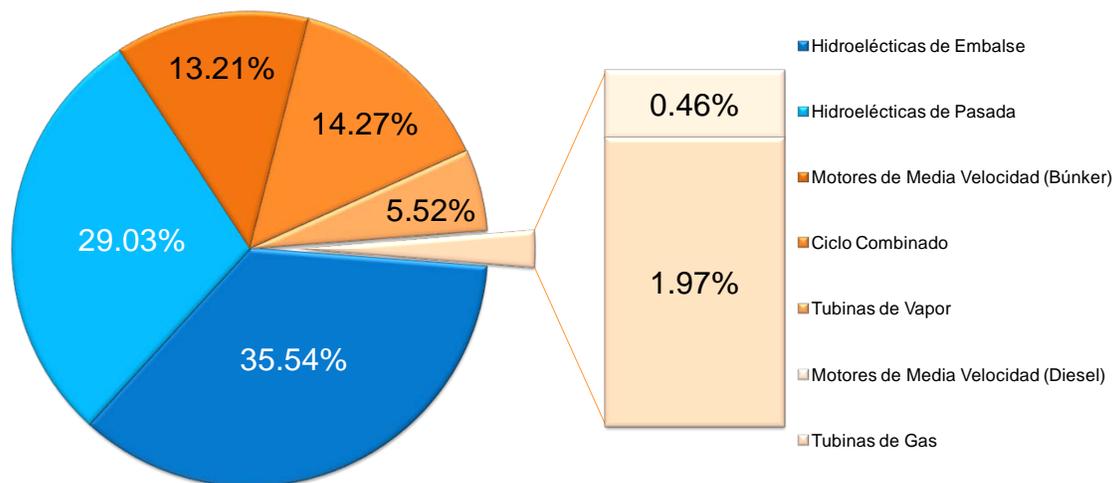
**Cuadro 3.5, Unidades de Generación de la ACP.**

Nombre	Tipo de Planta	Capacidad Instalada MW
Gatún-1	Hidroeléctrica	3.00
Gatún-2	Hidroeléctrica	3.00
Gatún-3	Hidroeléctrica	3.00
Gatún-4	Hidroeléctrica	5.00
Gatún-5	Hidroeléctrica	5.00
Gatún-6	Hidroeléctrica	5.00
Madden-1	Hidroeléctrica	12.00
Madden-2	Hidroeléctrica	12.00
Madden-3	Hidroeléctrica	12.00
Miraflores-1	Termoeléctrica (TG)	10.00
Miraflores-2	Termoeléctrica (TG)	10.00
Miraflores-3	Termoeléctrica (TV)	25.00
Miraflores-4	Termoeléctrica (TV)	39.00
Miraflores-5	Termoeléctrica (TG)	18.00
Miraflores-6	Termoeléctrica (MMV)	18.00
Miraflores-7	Termoeléctrica (MMV)	18.00
Miraflores-8	Termoeléctrica (MMV)	18.00
<b>Σ</b>		<b>216.00</b>
Tipo	<b>Σ</b>	Porcentaje
Hidroeléctrica	60	27.78%
Termoeléctrica	156	72.22%

**Fuente:** ACP, Autoridad Del Canal de Panamá

De los **2172.97 MW** instalados en la República de Panamá (sin tomar en cuenta las pequeñas centrales, autogeneradoras y las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá), **1403.12 MW** corresponden a plantas hidroeléctricas y **769.85 MW** a plantas térmicas, lo que refleja una distribución porcentual de 64.57 % y 35.43% respectivamente. En el Gráfico 3.1, se muestra la composición porcentual de ambos tipos de centrales en el sistema panameño.

**Gráfico 3.1, Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Termoeléctricas.**



**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## CAPÍTULO 4, FUENTES Y SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA

*La volatilidad en los precios del combustible y la disponibilidad de tecnologías de mayor eficiencia y con un impacto ambiental sensiblemente menor que las plantas convencionales que utilizan derivados del petróleo hacen cada vez mayor la necesidad de diversificar las fuentes de generación de electricidad. Es importante estudiar e incorporar nuevas fuentes de generación, incluyendo alternativas como pequeñas, micro y mini centrales hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales fotovoltaicas y de gas natural.*

### FUENTES DE GENERACIÓN

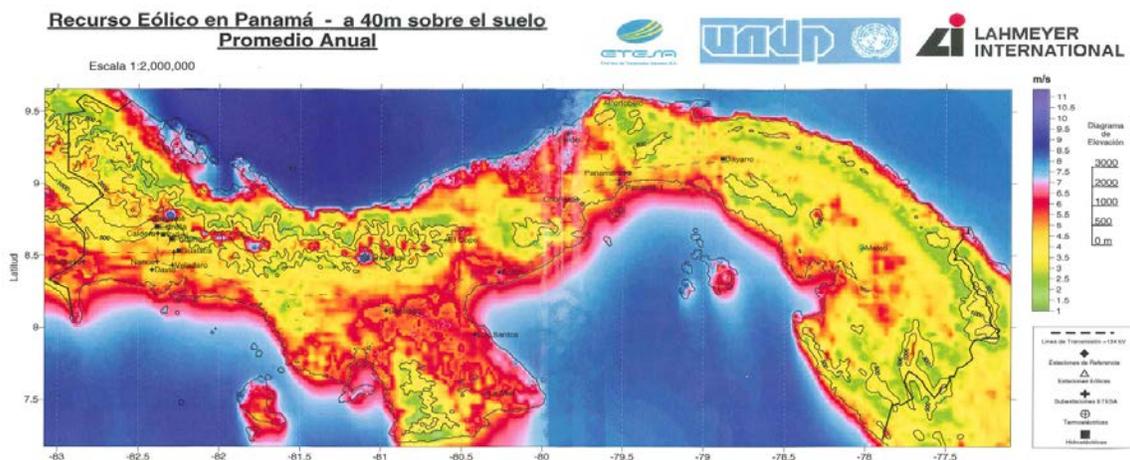
#### POTENCIAL EÓLICO

Los avances en el sector de la energía eólica han venido tomando fuerza en la región de Centro América en países como Costa Rica, Nicaragua y recientemente en Honduras y en Panamá en donde se realizó en el 2011, la primera licitación para compra de energía exclusivamente de generadores eólicos.

En marzo del 2001 se presentaron los resultados del estudio “Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá”, auspiciado por el Fondo para el Medio Ambiente Global (FMAM) y administrado en Panamá por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), que incluyó, entre otros, los datos eólicos medidos y analizados de seis (6)

sitios con potencial eólico en el istmo, la elaboración del mapa eólico nacional. El proyecto tuvo por objetivo principal la identificación de barreras que impiden el desarrollo de la fuente eólica como parte de la oferta eléctrica en Panamá y el diseño y la implementación de un plan estratégico, que considerara el proceso de reestructuración del sub sector eléctrico, con el propósito de facilitar la penetración de esta fuente.

A mediados del año 2011, la SNE de Panamá contrato los Servicios de una Consultoría a la compañía **DigSILENT** para la “Determinación de la Capacidad Máxima de Generación Eólica a Instalarse en el SIN”. Los resultados del estudio indican que el sistema tiene la capacidad de soportar la adición de entre 150MW hasta 450 MW en el periodo 2014 -2017.



## POTENCIAL FOTOVOLTAICO

Los rayos solares que llegan a la superficie terrestre se pueden convertir directamente en electricidad (Fotovoltaica) o calor (termo solar). El calor, a su vez, puede ser utilizado directamente como calor o para producir vapor y generar electricidad.

La tecnología fotovoltaica convierte la luz solar en energía eléctrica directamente usando fotones de la luz del sol para excitar los electrones a niveles de energía más altos. La diferencia de potencial resultante a través de las celdas solares permite el flujo de una corriente eléctrica. Aunque esta tecnología actualmente es utilizada en aplicaciones residenciales en pequeña escala, también puede ser escalada para aplicarse en centrales eléctricas mayores.

En la actualidad, el costo de la energía eléctrica producida con paneles solares es demasiado alto debido a que los componentes de los paneles son caros y la eficiencia de conversión de la energía solar en electricidad es muy baja. Desde las primeras celdas solares construidas en la década de 1950, se tenían eficiencias de conversión de 5-6%, la cual con el desarrollo tecnológico ha mejorado hasta niveles de 12-18% en las modernas celdas de silicio.

Esta tecnología seguirá ganando participación de mercado en países donde existen incentivos financieros respaldados por el gobierno.

## POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3,040.3 MW. En el Anexo 8 se puede ver la topología de estos proyectos.

Como dato relevante de este inventario, podemos mencionar que el mismo comprende estudios de proyectos hidroeléctricos a nivel de reconocimiento con un potencial de 1,030.0 MW, y unos 2,010.2 MW en estudios de proyectos a nivel de pre-factibilidad, factibilidad y diseño.

Según el estudio realizado, el aprovechamiento hidroeléctrico sería de 1,169.0 MW en la cuenca del Río Changuinola, 369.6 MW en la cuenca del Río Santa María, 243.5 MW en la cuenca del Río San Pablo y 1258.8 MW, lo integran diversas cuencas a nivel nacional, en la que destaca la cuenca del Río Chiriquí Viejo.

## POTENCIAL TÉRMICO

### TURBA

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial, cerca de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km<sup>2</sup> con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y

composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En el cuadro 4.1 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

**Cuadro 4.1, Resultados de los Ensayos de la Turba.**

Tipo de Turba	Juncia.hierba-helecho (pastos), especies del tipo sagitaria y otras, bosques pantanoso, ninféceas sagitaria (lirios de agua), rizoforo, en transición
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 variación aproximada en área central
Densidad del Total	0.1g/cm <sup>3</sup> (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia (Capacidad de retención de agua)	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 °F temperatura inicial condiciones reductoras 2310 °F temperatura inicial condiciones de oxidación 2640 °F fluido condiciones reductoras 2670 °F condiciones de oxidación

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

## COMBUSTIBLES FÓSILES

En consideración a las directivas de la SNE de diversificar las fuentes de suministro de energía para producir electricidad, se contempla que en los análisis de los casos a desarrollar por ETESA, se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales y en su defecto a la utilización de fuentes energéticas no tradicionales en Panamá, como el gas natural licuado, utilizando la última tecnología para la mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con

las normas ambientales correspondientes.

La alternativa de suministro con gas natural, debe ser enfocada y analizada a través del acopio del gas natural licuado, cuya infraestructura está estipulada a instalarse en la Provincia de Colón.

Con respecto a la generación termoeléctrica convencional en base a combustibles derivados del petróleo como el Búnker, Diesel Oil la SNE sugiere utilizar los escenarios de proyección más recientes de la EIA-DOE.

## SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA

### PROYECTOS EÓLICOS

El día 8 de noviembre de 2011, se realizó el Acto de Concurrencia de la licitación LPI N° ETESA 05- 11, para la contratación del suministro de Sólo Energía para centrales de Generación Eólica, para el período comprendido del 1 de enero de 2014 al 31 de diciembre de 2028, donde se adjudicaron las ofertas presentadas por la empresa Unión Eólica Panameña, S.A. para los parques eólicos Nuevo Chagres, Rosa de los Vientos, Portobelo Ballestillas y Maraión.

A la fecha, ETESA tiene conocimiento de que se han dado avances importantes de proyectos eólicos, los cuales cuentan con viabilidad de

acceso a la red de transmisión aprobados. Estos proyectos son: Antón con 105.0 MW, Toabré con 150.0 MW, los proyectos Viento Sur y Escudero de Helium Energy Panamá de 250 MW de capacidad total instalada, el proyecto eólico Penonomé de 336.0 MW y el proyecto Santa Cruz de 54 MW, estos ubicados en la Provincia de Coclé.

Existe un gran interés por parte de inversionistas por el desarrollo de proyectos eólicos, hecho que se refleja en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP). En el cuadro 4.2 se presenta un listado de estos proyectos.

**Cuadro 4. 2 Proyectos con Licencias Definitivas y provisionales para Generación Eólicas**

Empresa	Nombre del Proyecto	Ubicación	MW	Estado
Fersa Panamá, S.A.	Toabre	Coclé-Penonome-Toabre y Tolú	225	Licencia Definitiva
Fersa Panamá, S.A.	Antón	Coclé- Antón- Juan Díaz, San Juan de Dios, Antón (cab.), Caballero, Santa Rita y El Chirú.	105	Licencia Definitiva
Unión Eólica Panameña, S. A.	Nuevo Chagres	Coclé - Penonomé - Coclé y el Coco	169	Licencia Definitiva
Unión Eólica Panameña, S. A.	Maraión	Coclé - Penonomé - Juan Díaz y el Coco	18	Licencia Definitiva
Unión Eólica Panameña, S. A.	Portobelo	Coclé - Penonomé - Coclé y El Coco	48	Licencia Definitiva
Unión Eólica Panameña, S. A.	La Rosa de los Vientos	Coclé-Penonomé-El Coco,Coclé,Carañal y Penonomé Cabecera	102	Licencia Definitiva
Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	Veraguas, Comarca de Ngöbe Bugle- Santa Fe y Nürüm- Santa Fe y el Cuay, El Paredón	150	Licencia Definitiva
Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	Veraguas - Santa Fe - Santa Fe y el Alto	50	Licencia Definitiva
Sociedad Eólica de Panamá, S.A.	Boquete	Chiriquí, Comarca Ngöbe Bugle - Boquete,Kankintú - Los Naranjos Jaramillo y Caldera, Burí	100	Licencia Provisional
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Hornitos	Chiriquí - Gualaca - Hornitos, Paja de Sombrero y Gualaca (cab.)	34.5	Licencia Provisional
Innovent Central América, S.A.	El Potrero	Coclé-Penonomé-Pajonal	54	Licencia Provisional
Innovent Central América, S.A.	Cabuya	Coclé-Antón-Cabuya,Río Cabuya Hato y Santa Rita.	54	Licencia Provisional
Energy & Environmental Engineering Corp (3E)	La Colorada	Coclé - Antón - Antón	80	Licencia Provisional
Innovent Central America, S.A.	Santa Cruz	Coclé - Penonomé - Pajonal y El coco	74	Licencia Provisional
WDP Panamá, S.A.	La Candelaria	Los Santos-Pocrí-La Candelaria	10	Licencia Provisional
EU Coprporation S.A.	El Águila	Panamá-Chepo-Las Margaritas	200	Licencia Provisional
Unión Eólica Panameña, S.A.	Cerro Azul	Panamá - Panamá -Pacora y 24 de Diciembre	40.8	Licencia Provisional
Innovent Central America, S.A.	Cerro Jefe	Panamá - Panamá - Pacora y 24 de Diciembre	52	Licencia Provisional
Helium Energy Panama, S.A.	Tesoro	Veraguas - Santa Fe, Cañazas, San Francisco - El Cuay, Los Valles y San Marcelo, Remance	105	Licencia Provisional
Centroamericana de Renovables, S.A.	Veraguas I	Veraguas - Cañazas- Los Valles, Valle Bonito, El Paredón Comarca Ngobe Buglé -Kusapín y Nürum	91	Licencia Provisional
Santa Fe Energy, S.A.	La Vikinga	Veraguas-Santa Fe- Santa Fe y El Cuay	81	Licencia Provisional

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

## **PROYECTOS FOTOVOLTAICOS**

Actualmente, la Empresa de Generación Eléctrica, S.A., inició el desarrollo del primer plantel fotovoltaico que se integrará a la matriz energética nacional. El mismo contará con una potencia inicial instalada de 2.4 MW.

Este proyecto se ubicará en la zona central del país, específicamente en el Distrito de Parita, Provincia de Herrera.

## **TURBA**

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

## **PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

En el marco de la Ley No. 6 de febrero de 1997, se establece que la ASEP, tiene la facultad de otorgar concesiones de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos.

Aún cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta para el estudio,

debido a que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

Dada la nueva disposición de la ASEP de retirar las concesiones a aquellos promotores que por una razón u otra se hayan retrasado significativamente en el inicio de la construcción de sus respectivos proyectos, no aparecen considerados aquellos proyectos que mantienen esta situación. En consecuencia, el catálogo de proyectos hidroeléctricos, solamente incluye aquellos proyectos con estudios a nivel de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad o que efectivamente se encuentran en construcción.

En consenso, la SNE, ASEP y ETESA, determinaron cuáles y a partir de qué fecha los proyectos candidatos cuentan con posibilidades reales de incorporarse al sistema de generación. El Cuadro 4.3 muestra las características generales y año de entrada de los proyectos hidroeléctricos candidatos considerados en la actualización del Plan Indicativo de Generación 2013.

**Cuadro 4.3, Proyectos Hidroeléctricos Considerados.**

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Energía Anual Promedio GWh	Costo Fijo O&M \$/KW-Año	Costo de Construcción \$/KW	Punto de Conexión al Sin
Electro Generadora del Istmo S.A.	Mendre 2	Filo de Agua	8.00	1.5560	38.62	40.00	2500.00	S/E Caldera
Las Perlas Norte, S.A.	Las Perlas Norte	Filo de Agua	10.00	2.4613	65.70	40.00	2500.00	S/E Boquerón III
Las Perlas Sur, S.A.	Las Perlas Sur	Filo de Agua	10.00	2.4613	65.70	40.00	2512.20	S/E Boquerón III
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Filo de Agua	8.40	1.3330	40.48	40.00	3083.33	S/E Mata de Nance
Electron Investment	Monte Lirio	Filo de Agua	49.95	32.3800	275.70	25.00	2880.93	S/E Dominical <sup>3</sup>
Electron Investment	Pando	Filo de Agua	33.30	25.1300	178.40	25.00	3100.00	S/E Dominical <sup>3</sup>
Hidronorth Corp.	La Huaca	Filo de Agua	5.05	0.1720	24.63	40.00	3532.82	S/E Llano Sanchez
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Filo de Agua	10.00	2.5380	38.00	40.00	2697.87	S/E Baitún
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Filo de Agua	10.00	<b>3.0000</b>	48.00	40.00	2200.00	S/E Caldera
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Filo de Agua	69.48	22.1400	293.00	20.00	2236.16	S/E Dominical <sup>3</sup>
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	Filo de Agua	25.60	<b>7.6800</b>	91.97	25.00	3128.97	S/E Santa Maria
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Filo de Agua	31.86	22.2200	156.00	25.00	3841.85	S/E Changuinola
Fountain Intertrade Corp.	Bajo Frío	Filo de Agua	56.00	16.5100	250.00	20.00	3214.29	S/E Bajo Frío
Caldera Power Inc.	Caldera	Filo de Agua	4.10	<b>1.2300</b>	15.90	40.00	3416.05	S/E Caldera
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	Filo de Agua	8.58	3.3500	40.83	40.00	3670.83	S/E Mata de Nance
Eco-Hidro Paraiso, S.A.	Asturias	Filo de Agua	4.10	<b>1.2300</b>	nd	40.00	3200.00	S/E Boquerón III
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Filo de Agua	28.56	11.5700	131.08	25.00	3480.00	S/E Barro Blanco <sup>2</sup>
Natural Power & Resources, S.A.	Cañazas	Filo de Agua	5.94	0.6800	27.17	40.00	3609.65	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Mifta Power, Inc.	Santa María	Filo de Agua	26.00	12.5400	111.50	25.00	3200.00	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	Los Estrechos	Filo de Agua	12.30	<b>3.6900</b>	44.40	30.00	2195.00	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Filo de Agua	9.00	<b>3.0000</b>	nd	40.00	3200.00	S/E Llano Sanchez
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Filo de Agua	4.64	2.5500	33.30	40.00	2809.87	S/E Boquerón III
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Filo de Agua	5.00	1.9490	33.11	40.00	4049.43	S/E Boquerón III
9 Power, S.A.	La Palma	Filo de Agua	2.02	0.2360	9.51	40.00	2419.22	S/E Llano Sanchez
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Filo de Agua	10.00	<b>3.0000</b>	nd	40.00	2842.72	S/E Santa Rita
Reforestadora Cañazas, S.A.	La Laguna	Filo de Agua	9.30	<b>2.7900</b>	46.34	40.00	2634.41	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Filo de Agua	14.40	3.1700	55.78	30.00	2616.09	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Filo de Agua	15.08	5.6400	64.14	30.00	2426.87	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	Filo de Agua	34.50	11.9000	148.50	25.00	3540.79	S/E Veladero
Hidro Burica, S.A.	Burica	Filo de Agua	50.00	22.3100	250.00	20.00	3134.73	S/E Burica
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Filo de Agua	8.80	2.1200	46.23	40.00	3200.00	S/E Boquerón III
Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	Potrerillos	Filo de Agua	4.17	<b>1.2522</b>	27.21	40.00	2000.96	S/E Caldera
Hydroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	Filo de Agua	6.10	<b>1.0000</b>	26.40	40.00	3594.77	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Río Power, S.A.	Cerro Viejo	Filo de Agua	4.00	1.5000	18.00	40.00	3271.03	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Remigio Rojas	Filo de Agua	6.50	<b>1.9500</b>	37.60	40.00	2243.02	S/E Boquerón III
Aht,S.A.	Los Trancos	Filo de Agua	0.95	<b>0.2600</b>	4.40	60.00	2495.24	S/E Llano Sanchez
Panama Energy Business, Inc	Lalin III	Filo de Agua	22.00	1.0710	83.00	25.00	2900.00	S/E Llano Sanchez
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Filo de Agua	9.90	<b>2.9700</b>	40.30	40.00	4089.56	S/E Baitún
Hidro Occidente, S.A	El Romance	Filo de Agua	8.00	<b>1.2000</b>	38.00	40.00	3500.00	S/E San Bartolo <sup>1</sup>
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Chan II	Embalse	214.00	150.3800	1053.00	10.00	2570.09	S/E Changuinola II
Panama Power Energy, Inc	Lalin I	Filo de Agua	18.40	4.4760	78.30	30.00	3000.00	S/E Llano Sanchez
Panama Enegy Finance, Inc	Lalin II	Filo de Agua	30.00	4.2670	111.30	25.00	3200.00	S/E Llano Sanchez
<b>Σ</b>			<b>904</b>	<b>403</b>				

nd Dato no disponible

<sup>1</sup> Secciona línea 230-14

<sup>2</sup> Secciona línea 230-6A

<sup>3</sup> Secciona línea 230-25

**Valores Aproximados:**

Criterio tomado del estudio realizado por PREICA donde dice que el 30% de la capacidad instalada equivale a la potencia firme.

Datos Proporcionados por el agente Generador.

**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

## PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS

El catálogo de plantas generadoras térmicas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, comprende a centrales cuyas tecnologías son las más atractivas en el mercado actualmente y a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o

con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras. El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la estabilidad del sistema. El Cuadro 4.4 presenta las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.

**Cuadro 4.4, Proyectos Térmicos Candidatos.**

Proyectos de Expansión	Capacidad Instalada MW	Rendimiento	Combustible Utilizado	Costo de O & M		Costo de Construcción \$/kW
				Fijo \$/kW-Año	Variable \$/MWh	
Motor de Media Velocidad	50	52.00 Gal/MWh	Búnker C	46.86	3.4	2,400.00
Motor de Media Velocidad	100	55.05 Gal/MWh	Búnker C	47.05	7.5	2,300.00
Ciclo Combinado	150	57.97 Gal/MWh	Diesel	35.87	2.4	1,300.00
Ciclo Combinado	250	54.35 Gal/MWh	Diesel	38.63	2.1	1,200.00
Ciclo Combinado	100	219.31 m <sup>3</sup> /MWh	Gas Natural	35.87	2.0	2,240.00
Ciclo Combinado	150	219.31 m <sup>3</sup> /MWh	Gas Natural	30.35	1.8	2,100.00
Ciclo Combinado	200	204.70 m <sup>3</sup> /MWh	Gas Natural	30.35	1.7	2,030.00
Ciclo Combinado	250	204.70 m <sup>3</sup> /MWh	Gas Natural	30.35	1.7	1,950.00
Turbina de Gas	50	292.42 m <sup>3</sup> /MWh	Gas Natural	8.58	2.1	1,200.00
Turbina de Gas	100	277.80 m <sup>3</sup> /MWh	Gas Natural	7.36	1.8	1,000.00
Turbina de Gas Diesel	100	72.46 Gal/MWh	Diesel	9.81	2.4	1,000.00
Carbón 150	150	0.51 Ton/MWh	Carbón	68.99	4.5	3,000.00
Carbón 250	250	0.39 Ton/MWh	Carbón	64.39	4.2	2,800.00

**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013. Costos Típicos de Plantas Térmicas.



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

---

## CAPÍTULO 5, METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

---

La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta siguiendo la siguiente serie de pasos:

- Solicitud de información a los agentes en diciembre de 2012.
- Establecimiento de los criterios de la SNE.
- Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).
- Preparación de la base de datos.
- Definición de escenarios a analizar.
- Obtención de planes de mínimo costo.
- Estrategias de expansión.
- Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes de expansión.

### HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

OPTGEN-SDDP versión 6.0.6. Herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 10.2.4d. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza

en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

### PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como GND (Generadores No Despachables) tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

### PERÍODO DE ESTUDIO

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2013-2027, con un año de extensión. El período 2013-2016 es fijo y no está sujeto a optimización.

### HIDROLOGÍA

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales para un período de 42 años (1957-1998).

### DEMANDA

Se utilizaron dos escenarios de demanda. (1) El escenario de crecimiento medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 6.18% en energía y 6.13% en potencia; y (2) el escenario de crecimiento alto de demanda, con tasas de crecimiento anual de 6.40% y 6.26%. (Ver Capítulo 2).

## Bloques de demanda

Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

Demanda Pico: 2.97%  
 Demanda Alta: 19.05%  
 Demanda Media: 25.6%  
 Demanda Baja: 20.24%  
 Demanda Mínima: 32.14%.

## SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.

(Ver Capítulo 3).

## PROYECTOS DE GENERACIÓN FUTUROS.

(Ver Capítulo 4)

## SIMULACIONES

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considera diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo *Coordinado*. En el Cuadro 5.1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: *Aislado* (cada sistema se optimiza por

separado), *Integrado* (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y *Coordinado* (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).

Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo *Coordinado* del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región. Estos cronogramas de expansión se presentan en el Cuadro 5.2. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC, en base al último cronograma del mismo.

**Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP.**

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá Costa Rica Nicaragua Honduras El Salvador Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la Red Eléctrica	Sin Red Solo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2013
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	50
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	1850.00

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

**Cuadro 5.2, Planes de Expansión de Centroamérica.**

	Costa Rica			Nicaragua			El Salvador			Honduras			Guatemala		
	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia
2013	Toro 3	Hidro	49.7	Pantasma	Hidro	12.0	Exp. Ingenio La Cabaña	Biom	15.0	Quilio (privado)	Hidro	0.7			
	Moh 1	Térm	-19.5	Eolico	Eólic	40.0				Quilo II (ENEE)	Hidro	0.9			
	Tacares	Hidro	7.0							Matarrás I	Hidro	1.0			
	Colima	Térm	-14.0							Mangungo II	Hidro	1.3			
	Balsa Inferior	Hidro	37.5							Cogeneracion R4E Talanga	Biomasa	1.7			
2014	Río Macho	Hidro	-120.0	Larreynaga	Hidro	17.0				La Aurora	Hidro	4.01			
	Río Macho Ampl.	Hidro	140.0						Morja I y II	Hidro	8				
	Cachi	Hidro	-105.0						Chamelecón	Hidro	11.157				
	Chucás	Hidro	50.0						Ampliación de Mesoamérica	Eólico	24				
	Cachi 2	Hidro	158.4						VETASA	Térm	25				
										Vegona	Hidro	38.5			
										La Puerta Etapa II	Hidro	2.2	Jaguar CB	Térm	300.0
										Matarrás II	Hidro	2.3			
										San Juancito	Hidro	2.5			
										Zinguizapa	Hidro	2.748			
										Río Frio (de Sesecapa)	Hidro	3.403			
										Agua Blanca	Hidro	4.3			
										Puringla Sazagua	Hidro	7.319			
										Río Verde	Hidro	8.2			
										Mezapa	Hidro	9.4			
2015	Chiripa	Eólic	50.0	CASUR	Biomasa	24	El Chaparral	Hidro	66.0	Río Marmol	Hidro	1.5	Híbrido I	Biomasa	100.0
	Orosí	Eólic	50.0	ALBANIZA	Térm	140	Optimizac. Ahuachapan	Geot	5.0	Río Blanco	Hidro	1.6			
	Torito	Hidro	50.0						San Alejo	Hidro	2.1				
	Anonos	Hidro	3.6						Río Santiago	Hidro	2.5				
	Capulín	Hidro	48.7						Cuyamel -II	Hidro	3.0				
									Hidroeléctrica Santa Elena	Hidro	3.246				
									Tapalapa y Río Blanco	Hidro	3.35				
									Río Betulia	Hidro	3.615				
									Agua Zarca*	Hidro	6				
									Río Perla	Hidro	7.8				
2016				Casitas	Geot	35.0	Exp. 5 de noviembre	Hidro	80.0	Las Ventanas	Hidro	8.52			
				Monte Limar	Biomasa	30.0	Berlin, unidad 6	Geot	5.0	Platanares 1ra etapa	Geotermia	12			
				El Diamante	Hidro	5.0	Ciclo combinado GNL - a	Térm	250.0	Chinacla	Hidro	13.5			
				Nicaragua 1	Térm	-50.0	Ciclo combinado GNL - b	Térm	107.0	Chinchayote (Grupo Terra)	Eólico	45			
				Nicaragua 2	Térm	-50.0				Turbinas de Gas	Térm	100			
										La Puerta Etapa I	Hidro	2.0			
										La Puerta Etapa III	Hidro	2.0			
										Las Piedras	Hidro	2.1			
										San Antonio	Hidro	2.3			
										Río Molo	Hidro	3.9			
										Quaca	Hidro	12.6			
										Guano-I	Hidro	14.8			
										Santa María de Quipua	Hidro	38.654			
										VETASA Carbón	Térm	60			
										Hidro Xacbal	Hidro	94			
									Llanitos	Hidro	98				
									CECHSA	Térm	150				
									Nacional de Ingenieros**	Térm	-20				
									Elcosa**	Térm	-80				
									Lufussa 1**	Térm	-40				
									Ampliación Lufussa 1**	Térm	-30.5				
									VETASA	Térm	-25				
									Coiba	Térm	-26.6				
									Santa Fe	Térm	-5				
									La Puerta Hitachi	Térm	-18				
									La Puerta General	Térm	-15				

**Fuente:** GTPIR - Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Abril 2013

**Cuadro 5.3, Planes de Expansión de Centroamérica (Continuación).**

	Costa Rica			Nicaragua			El Salvador			Honduras			Guatemala		
	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia	Proyecto	Fuente	Potencia
2017	Reventazón Minicentral	Hidro	13.5	Gesarsa	Térm	-5.0	Chinameca	Geot	47.0	Tablón	Hidro	20.0	Hidro-Escu I	Hidro	28.0
	Reventazón	Hidro	292.0				Berlín, unidad 5	Geot	26.0	Cangrejal	Hidro	40.0			
							Ciclo combinado GNL	Térm	143.0	Biomasa genérica	Biomasa	50.0			
										Jicatuyo	Hidro	173			
2018				Tumarín	Hidro	253.0				Río Guineo	Hidro	0.4	Hidro-Quic III	Hidro	43.0
										Los Planes Mezapa*	Hidro	2	Hidro-SnMa I	Hidro	17
										Chinchayote	Eólico	5	Hidro-SnMa II	Hidro	31
										Río Negro*	Hidro	6	Hidro-SnMa VII	Hidro	40
										Río Frío (de Corporación Patuca)*	Hidro	6	Híbrido III	Biomasa	100
										Río Humuya*	Hidro	14.06			
										Gualcarque*	Hidro	19.11			
										Platanares 2da etapa	Geotermia	23			
										El Tornillito	Hidro	160.2			
										Ciclo Combinado GNL	Térm	300			
										Turbinas de Gas	Térm	100			
										Lufussa 3	Térm	-210			
										Enersa	Térm	-200			
										Ampliación ENERSA	Térm	-30			
2019	Turbina Proyecto 1	Térm	80.0	Boboké	Hidro	140.0	GNL	Térm	100.0	Plantas de Carbón	Térm	200.0	Hidro-Altiv III	Hidro	63.0
				Tipitapa PPA	Térm	-50.9				Biomasa genérica	Biomasa	50			
				Corinto PPA	Térm	-68.5				Emce 2	Térm	-60			
				Censa PPA	Térm	-57.0				Lufussa 2	Térm	-80			
2020				Biomasa 1	Biomasa	30	GNL	Térm	100.0				Hidro-Altiv II	Hidro	19.0
				Mombacho	Geot	25							Hidro-SnMa IV	Hidro	75.0
													Hidro-Quic V	Hidro	36.0
2021	Diquís	Hidro	623.0	Casitas	Geot	35.0	GNL	Térm	100.0	Plantas de Carbón	Térm	50.0			
	Diquís Minicentral	Hidro	27.0	Apoyo	Geot	35				Biomasa genérica	Biomasa	50.0			
				El Consuelo	Diesel	21									
				Salto Y-Y	Hidro	25									
2022										Jilamito	Hidro	14.9	Hidro-Altiv VIII	Hidro	111.0
										La Tarrosa	Hidro	150	Hidro-SnRo I	Hidro	84
										Valencia	Hidro	270			
2023	Turbina Proyecto 2	Térm	80.0	Copalar Bajo	Hidro	150.0	Ciclo combinado GNL - c	Térm	250.0				Hidro-Chiq I	Hidro	59.0
				Los Cangiles	Hidro	27.0							Hidro-Hueh I	Hidro	198.0
2024				Valentin	Hidro	28				Biomasa genérica	Biomasa	50.0	Hidro-Reta I	Hidro	25.0
				Biomasa 2	Biomasa	30							Hidro-SnMa III	Hidro	98.0
2025													Hidro-Chiq III	Hidro	27.0
2026	Toro Amarillo	Hidro	59.0	El Barro	Hidro	33	Ciclo combinado GNL - d	Térm	250.0				Hidro-Hueh II	Hidro	114.0
													Hidro-Quet I	Hidro	35.0
2027	Geotérmico Proyecto 1	Geot	35.0												
	Geotérmico Proyecto 2	Geot	35.0												
	Geotérmico Proyecto 3	Geot	35.0												

**Fuente:** GTPIR - Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Abril 2013

## CAPÍTULO 6, ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

En esta sección, los escenarios de expansión analizados consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado. Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radica en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y una pequeña planta fotovoltaica. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

El cuadro 6.1 se presenta un cronograma de expansión de corto plazo de cuatro años de los escenarios analizados.

**Cuadro 6.1, Cronograma de Expansión de Corto Plazo.**

Año	Demanda		Oferta Proyecto	MW	Hidro	Eólico	Solar	Termo	$\Sigma$	Capacidad Instalada MW
	Mes	MW								
Capacidad Instalada Actual = 2173										
2013	mar		Mendre 2	8.00	8					
	mar		Las Perlas Norte	10.00	10					
	may		Las Perlas Sur	10.00	10					
	jun	1451	7.4	Sarigua	2.40		2.4		122	2295
	ago			San Lorenzo	8.40	8				
	dic			Monte Lirio	49.95	50				
	dic			Pando	33.30	33				
	2014	ene		La Huaca	5.05	5				
ene			Rosa de los Vientos	100.00		100				
ene			Marañón	17.50		18				
ene			Nuevo Chagre	62.50		63				
ene			Portobelo	40.00		40				
mar		1577	8.6	San Andrés	10.00	10			428	2680
abr				Turb. Gas de EGESA	42.80					
jul				El Alto	69.48	69				
jul				El Síndigo	10.00	10				
jul				Santa María 82	25.60	26				
ago			Bonyic	31.86	32					
sep			Bajo Frío	56.00	56					
2015	ene		Asturias	4.10	4					
	ene		Barro Blanco	28.56	29					
	ene		Caldera	4.10	4					
	ene	1725	9.4	Los Planetas 2	8.58	9			108	2788
	ene		Cañazas	5.94	6					
	ene		Santa María	26.00	26					
	feb		Ojo de agua	9.00	9					
	feb		Los Estrechos	12.30	12					
	Jun			Tizingal	4.643	5				
dic			Bajos de Totuma	5.00	5					
2016	ene		Burica	50.00	50					
	ene		Río Piedra	10.00	10					
	ene		La Palma	2.02	2					
	ene		Las Cruces	14.40	14					
	ene	1800	4.3	San Bartolo	15.08	15			218	3007
	ene		La Laguna	9.30	9					
	ene		Chuspa	8.80	9					
	ene		Tabasará II	34.50	35					
	ene		Punta Rincón**	274.00				74		
$\Sigma$					580	220	2.4	74		3007

**Turbinas de Gas EGESA:** Retiro de las Turbinas de Gas Panamá 1 y Panamá 2 propiedad de EGESA.

\*\* La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectara al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

## REGMHTGNC13

De la metodología descrita en el capítulo 5 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan a base de Gas Natural Licuado y Carbón a partir del 2017, cuyo cronograma de Expansión de Largo Plazo se presenta en el Cuadro 6.2.

**Cuadro 6.2, Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario REGMHTGNC13**

Año	Mes	Demanda		Oferta		Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada MW
		MW	Δ%MW	Proyecto	MW						
<b>Capacidad Instalada Corto Plazo = 3007</b>											
2017	ene			Potrerillos	4.174	4					
	ene	1904	5.8	CB200	200.00				200	704	3711
	ene			CC GNL 250a	250.00			250			
	ene			CC GNL 250b	250.00			250			
ene											
2018	ene	2013	5.7	Cerro Viejo	4.00	4				10	3721
	ene			Cerro Mina	6.10	6					
2019	ene	2127	5.7	Los Trancos	0.95	1				29	3751
	ene			Remigio Rojas	6.50	7					
	ene			Lalín III (Gatú 46)	22.00	22					
	ene			<b>CC GNL BLM</b>	<b>160.00*</b>			<b>160*</b>			
ene	<b>CC GNL TCOL</b>	<b>150.00*</b>			<b>150*</b>						
2020	ene	2259	6.2	Chan II	214.00	214				232	3983
	ene			El Remance	8.00	8					
	ene			San Andrés II	9.90	10					
2021	ene	2387	5.6	CC GNL200a	200.00				200	248	4231
	ene			Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	30					
	ene			Lalín I (Gatu 16.6)	18.40	18					
2024	ene	2798	5.4	CC GNL 250c	250.00				250	250	4481
2026	ene	3118	5.8	CC GNL200b	200.00				200	200	4681
<b>Σ</b>						324			1350		4681

**CC GNL BLM y CC GNL TCOL:** Conversión de CC BLM y TCOLON a GNL, no aumenta la capacidad del SIN.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

En el escenario REGMHTGNC13 se instalan 2550 MW adicionales a la capacidad instalada actual, de los cuales el 35% corresponden a plantas hidroeléctricas (904 MW), el 56% a plantas térmicas (1424 MW) y el 9% restante está compuesto de proyectos renovables como plantas eólicas (220 MW) y de una planta

solar (2.4 MW). Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente y los retiros programados, el resultado sería de 4681 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, donde se observa que para todos los años el requerimiento de potencia proyectado es superado en todos los años de análisis.

La expansión de la generación en todo el periodo de estudio, fundamentalmente corresponde a proyectos de fuentes renovables y proyectos que utilizan gas natural. Con estas expansiones se diversifica la matriz energética del sector eléctrico nacional.

Costo Inversión:	2,044.59 M\$
Costo Operativo:	6,682.42 M\$
Costo Deficit:	11.85 M\$
<b>Costo Total:</b>	<b>8,738.86 M\$</b>

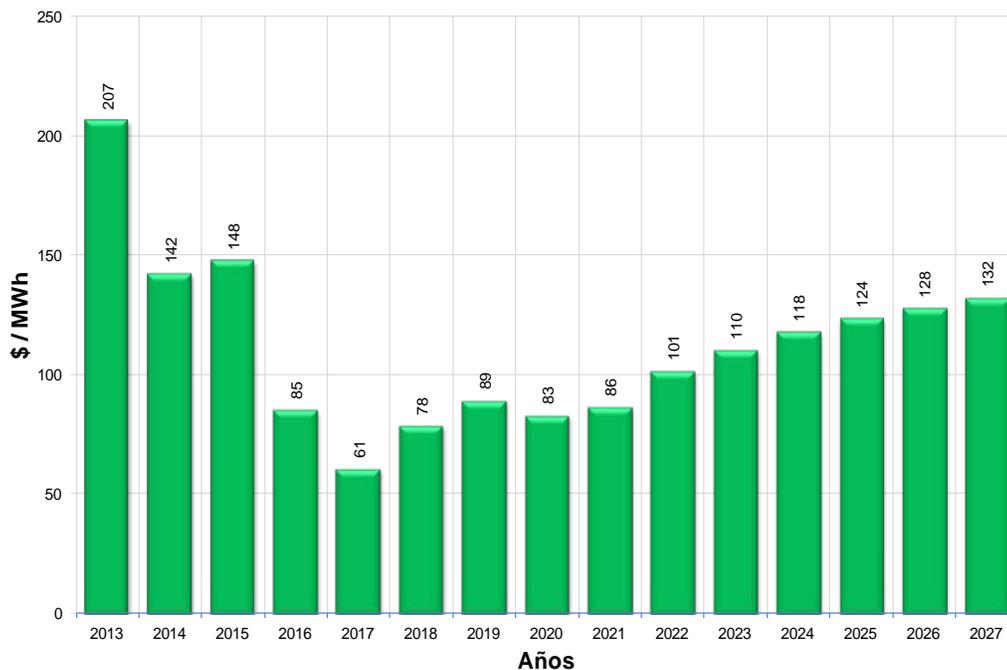
El posible comportamiento de los costos marginales del sistema (CMS) se presenta en el gráfico 6.1. El efecto de desplazar combustibles como el Diesel y Bunker por la generación eólica (2014) y el aumento de generación hidroeléctrica en el periodo 2013 - 2017 aunado a la adición de 200 MW a base de carbón y 500 MW a base de Gas Natural

Licudo, causan la disminución de los costos marginales durante el periodo en cuestión.

A partir del 2017 el costo marginal del sistema de este escenario se aumenta debido al incremento del precio de gas, lo que incluye la incorporación de la planta de regasificación. Además otra casusa de este aumento es debido al desarrollo nacional que incurre en un mayor requerimiento de recursos para atender la demanda nacional.

En este contexto el costo marginal del sistema de la generación de este estudio es el resultado del promedio de cien series hidrológicas donde se trata de representar las condiciones hidrológicas extremas tanto secas como húmedas.

**Gráfico 6.1, Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario REGMHTGNC13.**

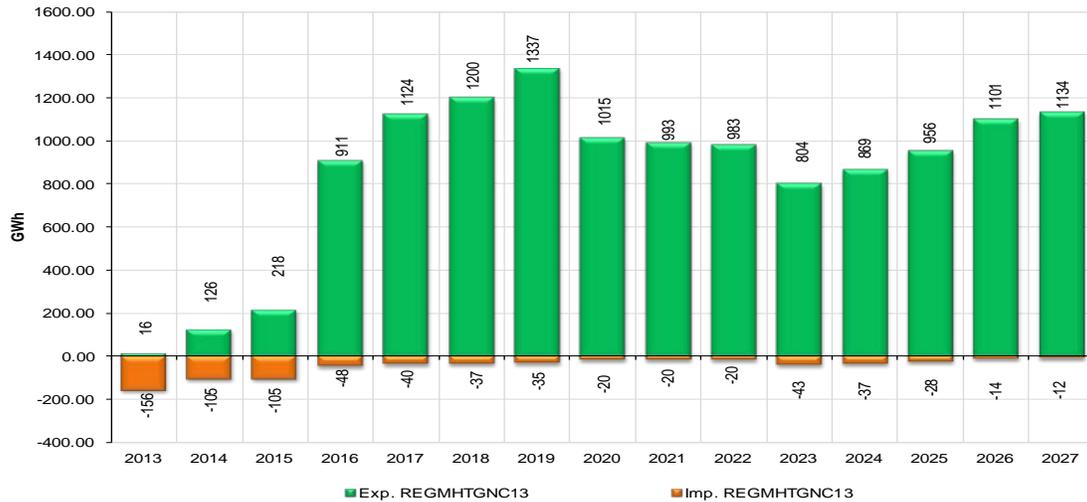


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

La entrada de los proyectos descritos en el cronograma de expansión descrito, además de disminuir el CMS tiende a aumentar los intercambios a partir de la entrada del proyecto SIEPAC, ya que presentaríamos una

oferta más económica en comparación con otros países lo cual consolida a Panamá como un país exportador de energía como se observa en el gráfico 6.2.

**Gráfico 6.2, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13.**

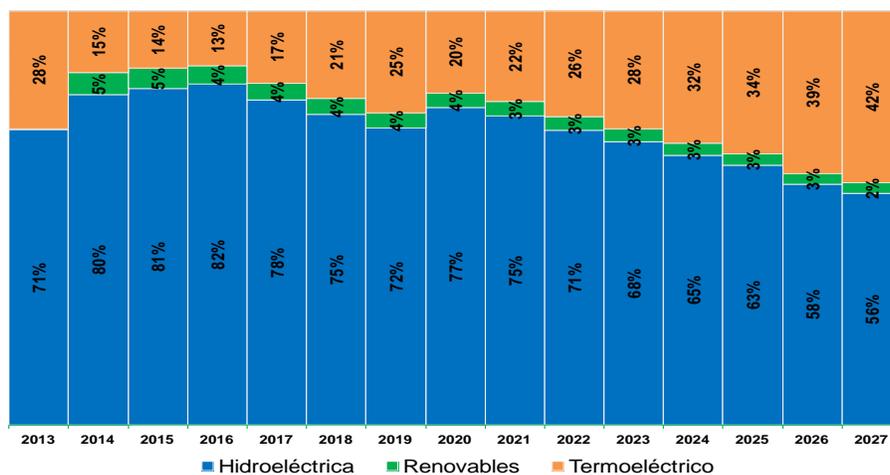


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

En el gráfico 6.3 se puede apreciar la participación de la generación hidroeléctrica, térmica y renovable (Eólica y Solar), dando como resultado durante todo el horizonte un mayor aporte hidroeléctrico, lo cual impacta directamente en el CMS.

Nótese que el inicio de operación del proyecto hidroeléctrico Chan II (214 MW) en el año 2020 desplaza cinco puntos porcentuales (5%) de generación térmica con respecto al año anterior.

**Cuadro 6.3, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13.**



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTCB13

En este escenario, al igual que en el anterior, se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos similares a los que se contemplan en la de actualidad, y proyectos que utilizan carbón a partir del 2017. Este plan de expansión de generación de largo plazo se presenta en el cuadro 6.3.

**Cuadro 6.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario REGMHTCB13.**

Año	Mes	Demanda		Oferta		Hidro	Eólico	Solar	Termo	$\Sigma$	Capacidad Instalada MW	
		MW	$\Delta\%$ MW	Proyecto	MW							
Capacidad Instalada Corto Plazo = <b>3007</b>												
2017	ene	1904	5.8	Potreros	4.174	4				204	3211	
	ene			CB200	200.00							200
2018	ene	2013	5.7	Remigio Rojas	6.50	7				15	3226	
	ene			El Remance	8.00							8.00
2019	ene	2127	5.7	Cerro Viejo	4.00	4				11	3237	
	ene			Cerro Mina	6.10							6
	ene			Los Trancos	0.95							
2020	ene	2259	6.2	Chan II	214.00	214				224	3461	
	ene			San Andrés II	9.90							10
2021	ene	2387	5.6	Lalín I (Gatu 16.6)	18.40	18				268	3729	
	ene			CB250a	250.00							250
2022	ene	2518	5.5	Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	30				52	3781	
	ene			Lalín III (Gatú 46)	22.00							22
2023	ene	2655	5.4	CB250b	250.00				250	250	4031	
2024	ene	2798	5.4	CB250c	250.00				250	250	4281	
2026	ene	3118	5.8	CB250d	250.00				250	250	4531	
$\Sigma$						324			1200		4531	

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2400 MW de capacidad al sistema actual, donde el 38% corresponde a proyectos hidroeléctricos (904 MW), un 9% a proyectos renovables (Eólicos - 220MW y solar - 2.4 MW) y el 53% restante corresponde a plantas térmicas a base de carbón (1274 MW).

La estrategia de expandir el parque de generación basada en plantas a carbón posee el menor costo de inversión, sin embargo, hay que mencionar que el impacto ambiental que representa esta tecnología resulta mayor cuando se compara con otras tecnologías analizadas, como el escenario gas.

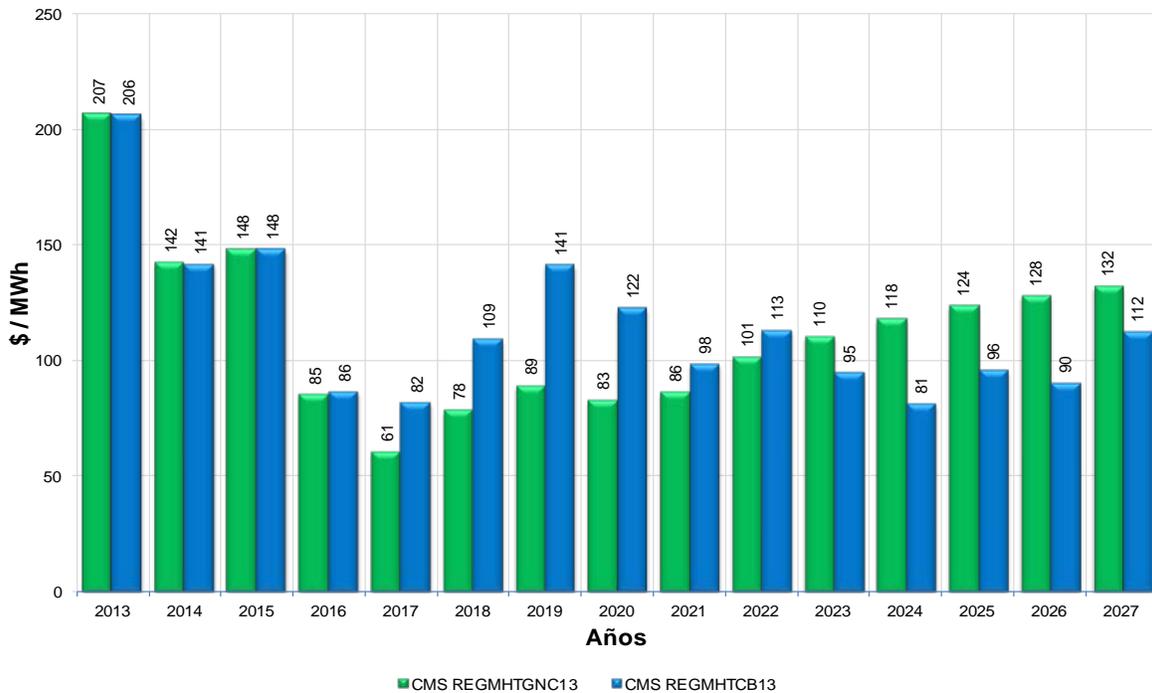
Costo Inversión:	2,029.32 M\$
Costo Operativo:	5,571.45 M\$
Costo Deficit:	16.88 M\$
Costo Total:	7,617.65 M\$

Los costos operativos de las plantas térmicas a carbón son menores que los costos variables de los motores diesel, por lo cual, en principio, se justificaría desarrollar plantas a

carbón para desplazar la generación de plantas térmicas existentes que utilizan combustible líquido. No obstante, el impacto ambiental de las plantas de carbón es considerablemente mayor.

Los posibles costos marginales del sistema resultado del escenario REGMHTCB13 pueden apreciarse en el gráfico 6.4.

**Gráfico 6.3, Costos Marginales de Panamá del Escenario REGMHTCB13.**



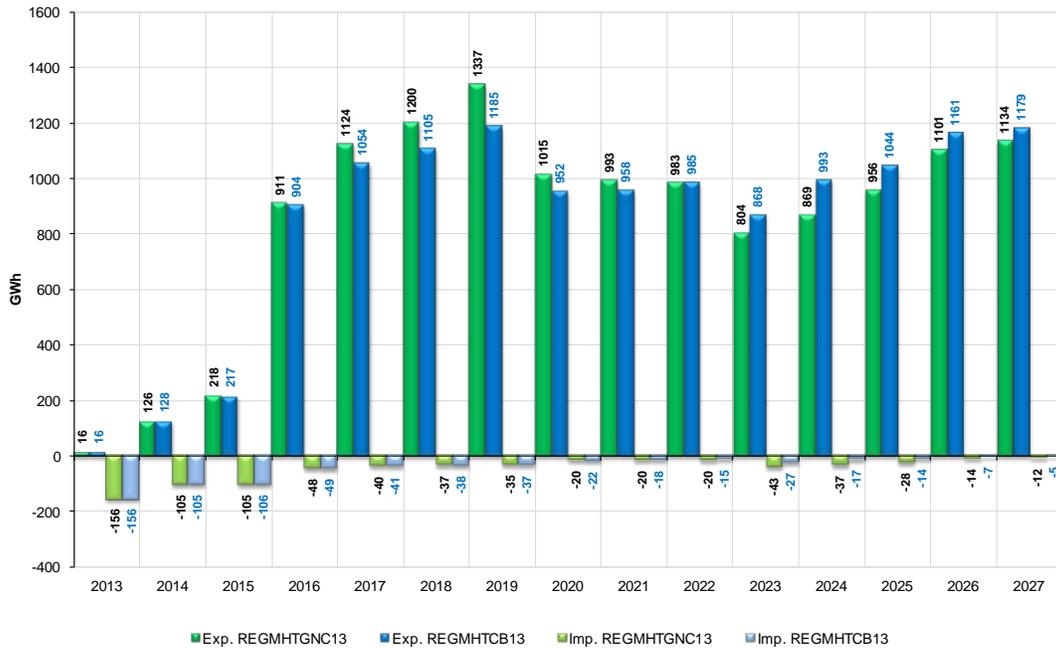
**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

El posible CMS de este escenario es mayor entre los años 2017 y 2022 con respecto al escenario REGMHTGNC13, puesto que, en este periodo existe una diferencia de 500 MW de capacidad de un escenario con respecto al otro. Aunque la diferencia total de capacidad instalada durante el periodo de estudio es de solo 150 MW, en este escenario se aumenta la

instalación en los últimos cinco años del estudio, y esto, aunado al comportamiento de los precios del carbón, produce la reducción de los CMS's al final del periodo.

Este comportamiento de los costos marginales influye directamente en los intercambios con Centroamérica. Dicho comportamiento se muestra en el gráfico 6.5.

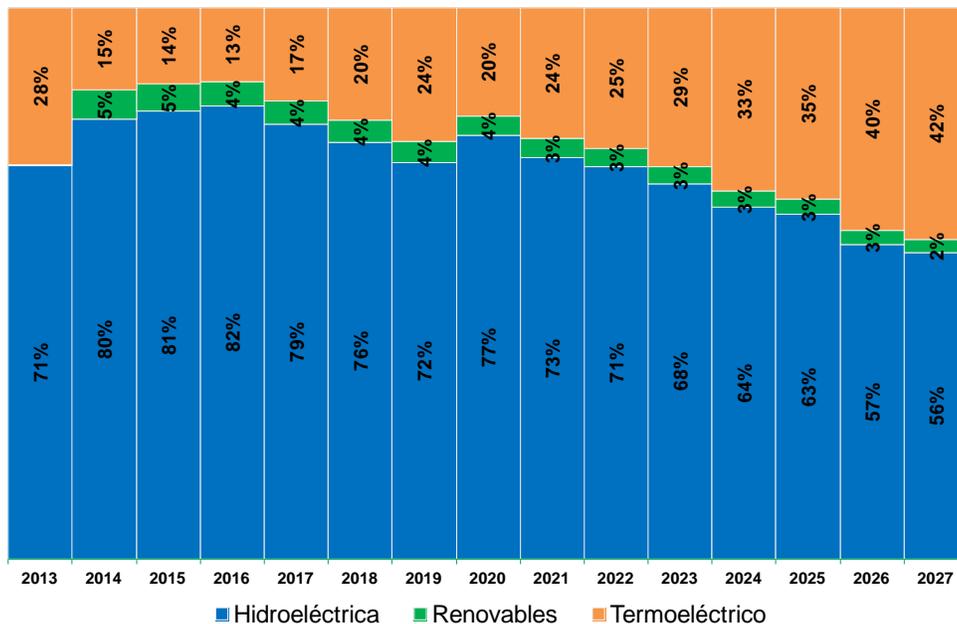
**Gráfico 6.4, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTCB13.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

En el gráfico 6.6 se muestra la participación hidroeléctrica, termoeléctrica y eololéctrica.

**Gráfico 6.5, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTCB13.**



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTTLA13

Los proyectos candidatos de generación considerados en este escenario incluyen proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón y gas natural licuado a partir del 2017, además fuentes de generación eólica. El cronograma de expansión de largo plazo de este escenario que se presenta en el cuadro 6.4

**Cuadro 6.4, Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario REGMHTTLA13.**

Año	Demanda		Oferta		Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada MW
	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto						
<b>Capacidad Instalada Corto Plazo = 3007</b>										
2017	ene			Potrillos	4.174	4				
	ene			CB200	200.00			200		
	ene	1904	5.8	CC GNL 250a	250.00			250	824	3831
	ene			CC GNL 250b	250.00			250		
				Eólico I	120.00	120				
2018	ene			Cerro Viejo	4.00	4				
	ene	2013	5.7	Cerro Mina	6.10	6			10	3841
2019	ene			Los Trancos	0.95	1				
	ene			Remigio Rojas	6.50	7				
	ene	2127	5.7	Lalín III (Gatú 46)	22.00	22			29	3871
	ene			<b>CC GNL BLM</b>	<b>160.00*</b>			<b>160*</b>		
				<b>CC GNL TCOL</b>	<b>150.00*</b>			<b>150*</b>		
2020	ene			Chan II	214.00	214				
	ene	2259	6.2	El Romance	8.00	8			232	4103
	ene			San Andrés II	9.90	10				
2021	ene			CC GNL200a	200.00			200		
	ene	2387	5.6	Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	30			248	4351
	ene			Lalín I (Gatu 16.6)	18.40	18				
2022	ene	2518	5.5	Eólico II	80.00	80			80	4431
2024	ene	2798	5.4	CC GNL 250c	250.00			250	250	4681
2026	ene	3118	5.8	CC GNL200b	200.00			200	200	4881
<b>Σ</b>						324	200	1350		4881

**CC GNL BLM y CC GNL TCOL:** Conversión de CC BLM y TCOLON a GNL, no aumenta la capacidad del SIN.

**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

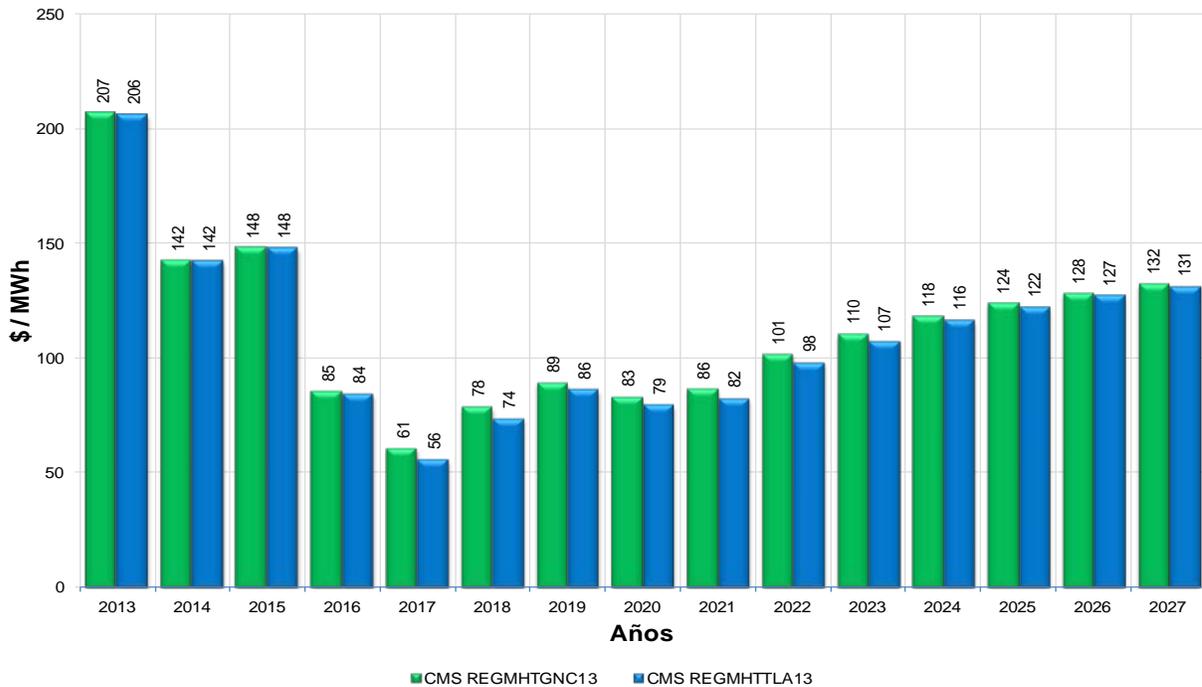
La expansión del parque de generación hidro-térmico de este escenario contempla de igual forma a los escenarios anteriores, tales como: ciclos combinados en base a gas natural y plantas de carbón. Igualmente, se considera el ingreso adicional de 200 MW de parques eólicos.

En este escenario se agregan 2750 MW de capacidad al sistema actual, donde el 33% corresponde a proyectos hidroeléctricos (904 MW), el 53% restante corresponde a plantas térmicas a base de GNL (1424 MW) el 15% de proyectos renovables (Eólicos - 420MW y solar - 2.4 MW).

Costo Inversión:	2,180.94 M\$
Costo Operativo:	6,225.61 M\$
Costo Deficit:	11.82 M\$
Costo Total:	8,418.37 M\$

En el gráfico 6.7 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario REGMHTGNC13, dando como resultado una pequeña disminución producto de la incorporación adicional de parques de generación eólica.

**Gráfico 6.6, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTTTLA13.**



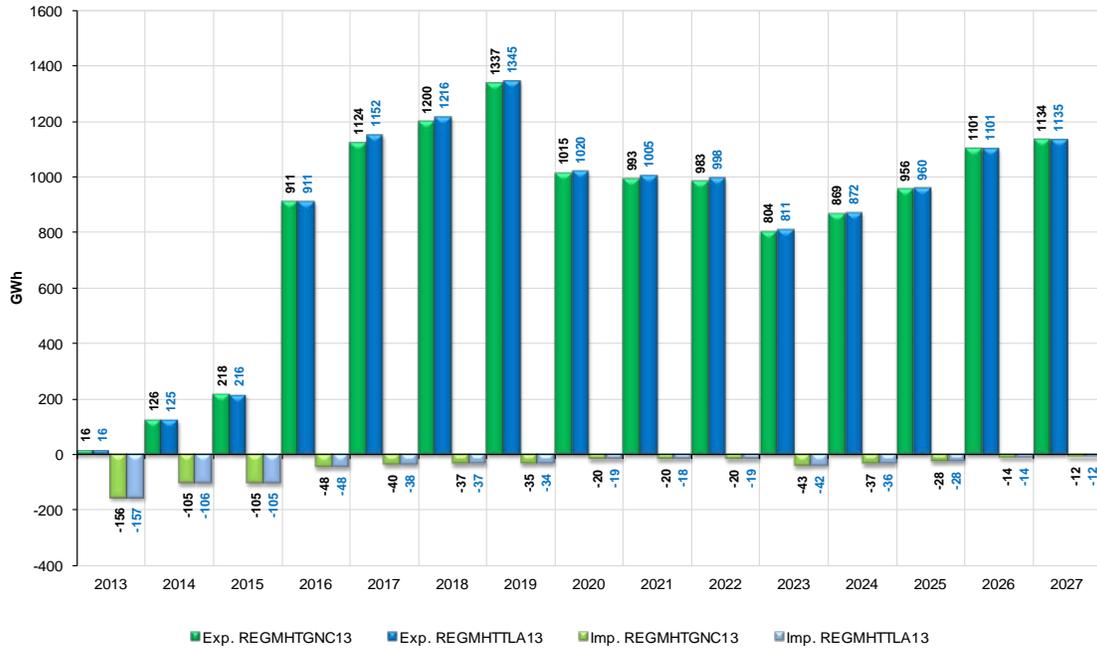
Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2013.

Debido a esto se da un pequeño aumento en las exportaciones, como se puede apreciar en el gráfico 6.8.

Los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, a través de la interconexión con Costa Rica, mantienen un comportamiento similar

a los dos escenarios anteriores. En 2017, se da un pequeño crecimiento de las exportaciones, gracias a los bajos costos de producción que presenta el proyecto eólico de 120 MW. Este comportamiento se mantiene por el resto del periodo.

**Gráfico 6.7, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTTLA13.**

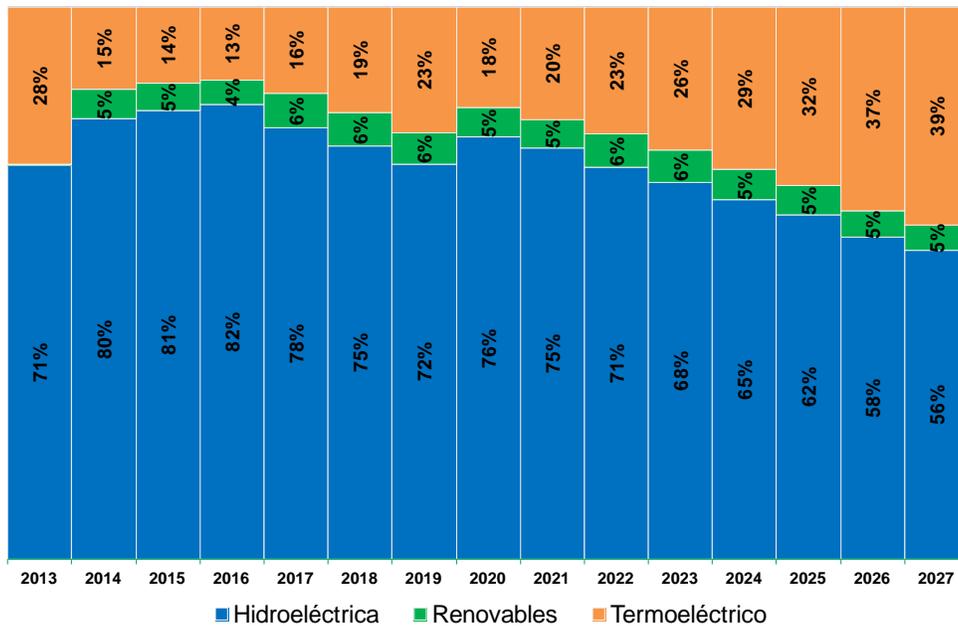


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

La participación de la generación se muestra en el gráfico 6.9, Se puede apreciar el aumento en la generación

eólica con respecto al escenario REGMHTGNC13.

**Gráfico 6.8, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTTLA13.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## ANÁLISIS DE LAS SENSIBILIDADES

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del escenario REGMHTCB13, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se corrobora la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garantice el suministro de energía y potencia cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos.

Las sensibilidades consideraron posibles situaciones que pudiesen presentarse variando el comportamiento del escenario de expansión, tales como el atraso en la construcción de los proyectos hidráulicos, aumento de la demanda

o el combustible u otras situaciones que podrían afectar la entrada en operación en las fechas previstas de los proyectos que se consideran importantes o sensitivos para el sistema. Dichas sensibilidades se muestran en el cuadro 6.5.

**Cuadro 6.5, Sensibilidades Analizadas.**

Proyecto	MW	Año	Mes	A	B	C	D	E	F																			
Mendre 2	8.00	2013	mar	PROYECCIÓN DE DEMANDA OPTIMISTA (ALTA)	PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLE ALTO																							
Las Perlas Norte	10.00		mar																									
Las Perlas Sur	10.00		may																									
Sarigua	2.40		jun																									
San Lorenzo	8.40		ago																									
Monte Lirio	49.95		dic																									
Pando	33.30	dic	ago																									
La Huaca	5.05	2014	ene																									
Rosa de los Vientos	100.00		ene																									
Marañón	17.50		ene																									
Nuevo Chagre	62.50		ene																									
Portobelo	40.00		ene																									
San Andrés	10.00		mar																									
Turb. de Gas de EGESA	42.80		abr																									
El Alto	69.48		jul																									
El Sindigo	10.00		jul																									
Santa María 82	25.60		jul																									
Bonyic	31.86		ago																									
Bajo Frío	56.00	sep	ago																									
Asturias	4.10	2015	ene																									
Barro Blanco	28.56		ene																									
Caldera	4.10		ene																									
Los Planetas 2	8.58		ene																									
Cañazas	5.94		ene																									
Santa María	26.00		ene																									
Ojo de agua	9.00		feb																									
Los Estrechos	12.30		feb																									
Tizingal	4.643		jun																									
Bajos de Totuma	5.00		dic	ago																								
Burica	50.00	2016	ene																									
Río Piedra	10.00		ene																									
La Palma	2.02		ene																									
Las Cruces	14.40		ene																									
San Bartolo	15.08		ene																									
La Laguna	9.30		ene																									
Chuspa	8.80		ene																									
Tabasará II	34.50		ene																									
Punta Rincón**	274.00		ene																									
Potrillo	4.174		ene																									
CC200	200.00	2017	ene																									
CC GNL 250a	250.00		ene																									
CC GNL 250b	250.00		ene																									
Cerro Viejo	4.00	2018	ene																									
Cerro Mina	6.10		ene																									
Los Trancos	0.95	2019	ene																									
Remigio Rojas	6.50		ene																									
Lalín III (Gatú 46)	22.00		ene																									
CC GNL BLM	160.00*		ene																									
CC GNL TCOL	150.00*		ene																									
Chan II	214.00	2020	ene																									
El Romance	8.00		ene																									
San Andrés II	9.90		ene																									
CC GNL200a	200.00	2021	ene																									
Lalín II (Gatú 30.4)	30.00		ene																									
Lalín I (Gatu 16.6)	18.40		ene																									

**Turbinas de Gas EGESA:** Retiro de las Turbinas de Gas Panamá 1 y Panamá 2 propiedad de EGESA.

\*\* La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectara al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

**CC GNL BLM y CC GNL TCOL:** Conversión de CC BLM y TCOLON a GNL, no aumenta la capacidad del SIN.

**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTGNC13A

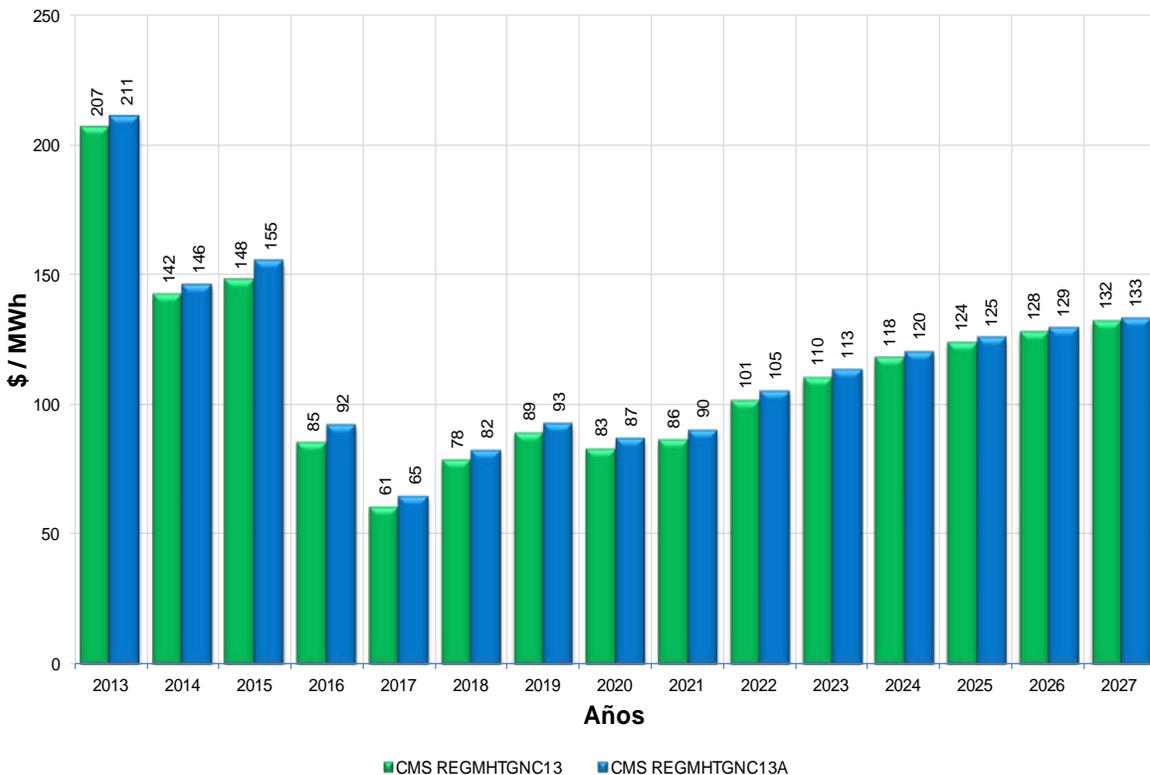
*Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone la ocurrencia de un escenario de demanda alta de modo que se evalúe la robustez del Plan de Expansión de Generación.*

Con la finalidad de garantizar que el país pueda atender de manera confiable el incremento esperado de la demanda, y adicionalmente esté preparado para un escenario en que se presente cualquier alza de desarrollo económico que le lleve a mayores requerimientos de la demanda a los esperados, se procedió a realizar esta sensibilidad.

En el gráfico 6.10 se muestra el comportamiento del CMS de esta sensibilidad, lo que muestra la robustez del escenario REGMHTGNC13, puesto que al presentarse un aumento en la demanda no representa cambios considerables en el posible comportamiento del CMS.

Costo Inversión:	2,044.59 M\$
Costo Operativo:	7,205.35 M\$
Costo Deficit:	13.42 M\$
<b>Costo Total:</b>	<b>9,263.36 M\$</b>

**Gráfico 6.9, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13A.**

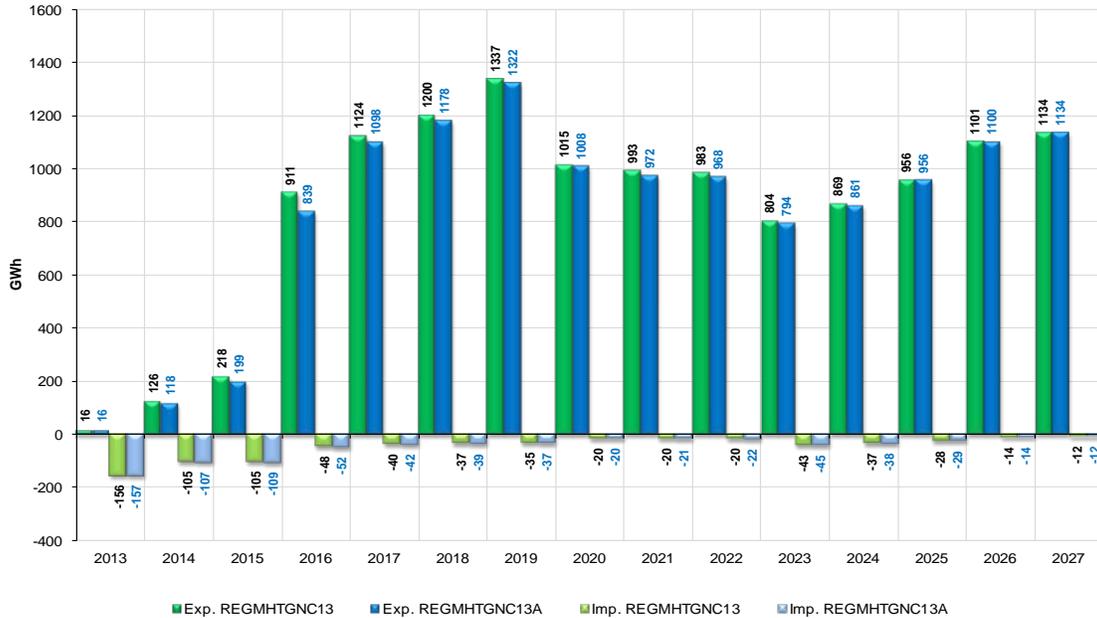


Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2013.

Por otra parte, los intercambios presentan el comportamiento esperado puesto que al aumentar los requerimientos de demanda, se presenta una pequeña reducción en

las exportaciones. El gráfico 6.11 muestra el comportamiento de dichos intercambios.

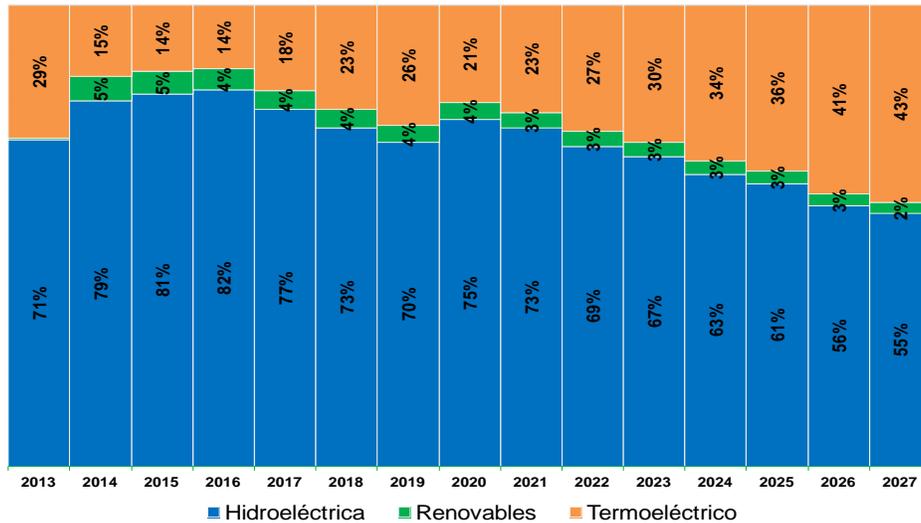
**Gráfico 6.10, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13A**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

El gráfico 6.12 muestra la generación para la sensibilidad participación porcentual de la REGMHTGNC13A.

**Gráfico 6.11, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13A.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTGNC13B

*En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles altos en el sistema de generación de Panamá.*

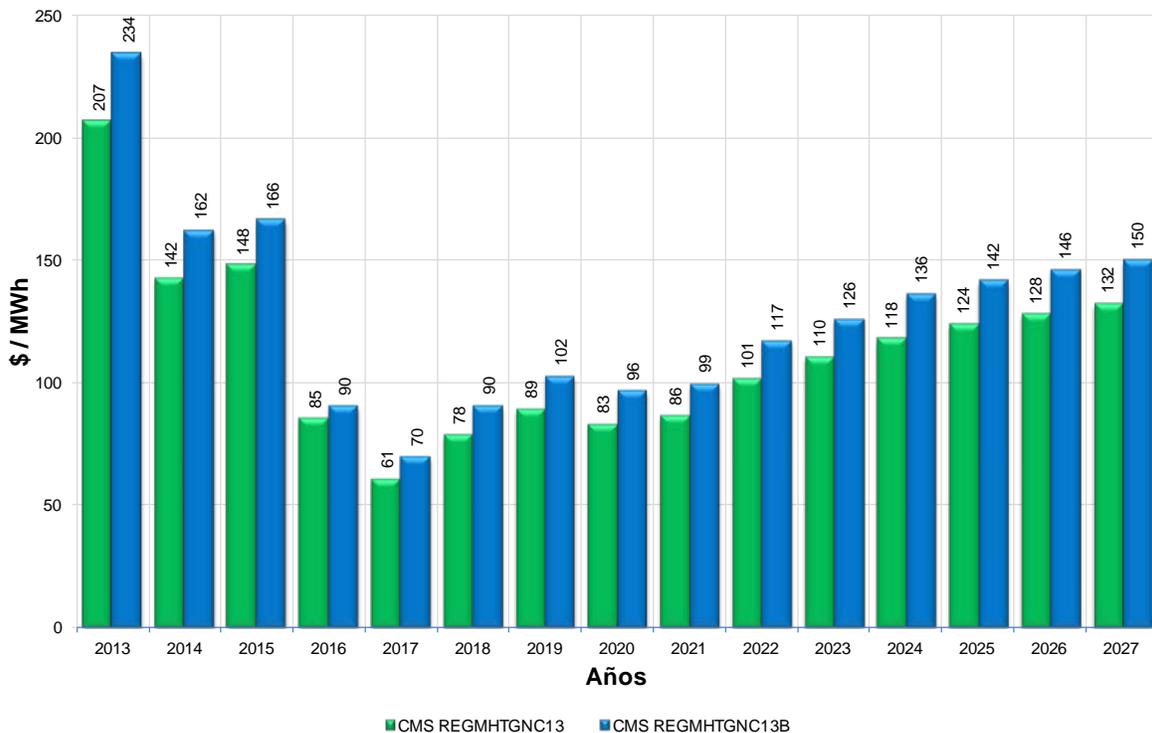
Tomado en cuenta las constantes y drásticas variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados del petróleo a causa de la especulación, desastres naturales, guerras u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el efecto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

Costo Inversión:	2,044.59 M\$
Costo Operativo:	7,656.15 M\$
Costo Deficit:	12.30 M\$
<b>Costo Total:</b>	<b>9,713.04 M\$</b>

Se puede apreciar en el gráfico 6.12 que de darse este comportamiento se presentaría un aumento del CMS durante todo el periodo de estudio. La variación en promedio de los costos marginales, de presentarse un escenario de precios altos de combustibles, es de un 14% con respecto al escenario REGMHTGNC13.

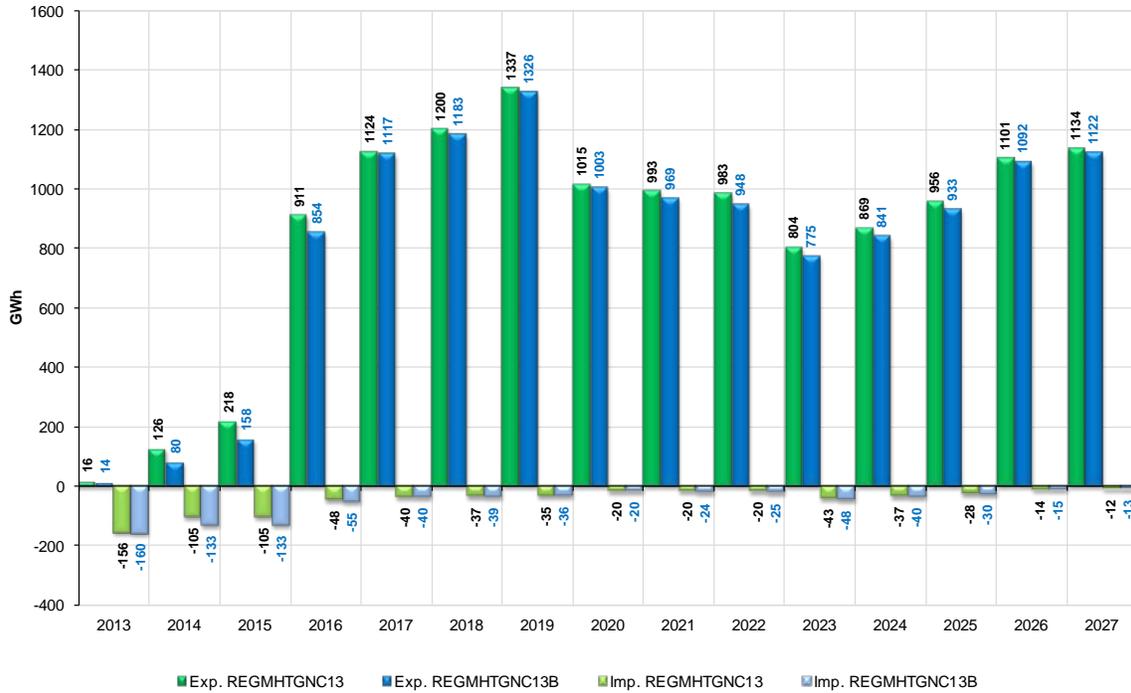
Este aumento afecta directamente los intercambios que podrían darse con Costa Rica como se aprecia en el gráfico 6.13.

**Gráfico 6.12, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13B.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

**Gráfico 6.13, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13B.**

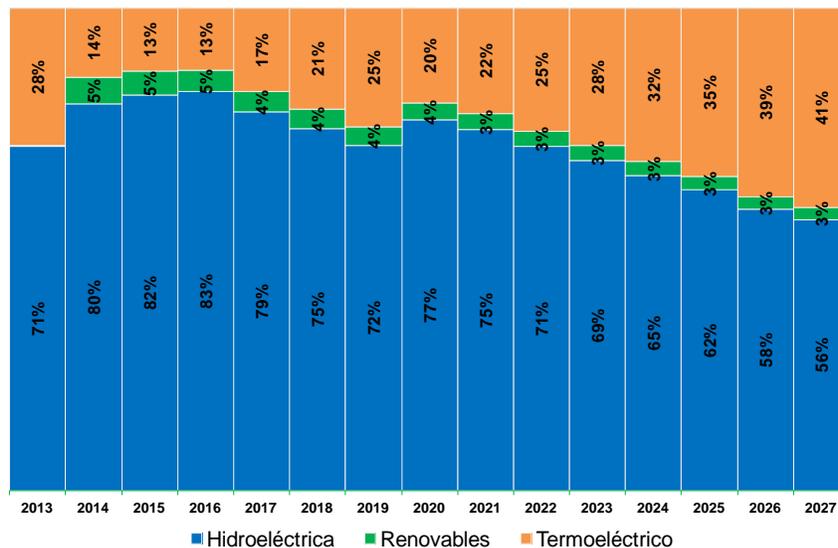


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

La participación porcentual de la generación de la sensibilidad

REGMHTGNC13B se aprecia en el gráfico 6.15.

**Gráfico 6.14, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13B.**



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTGNC13C

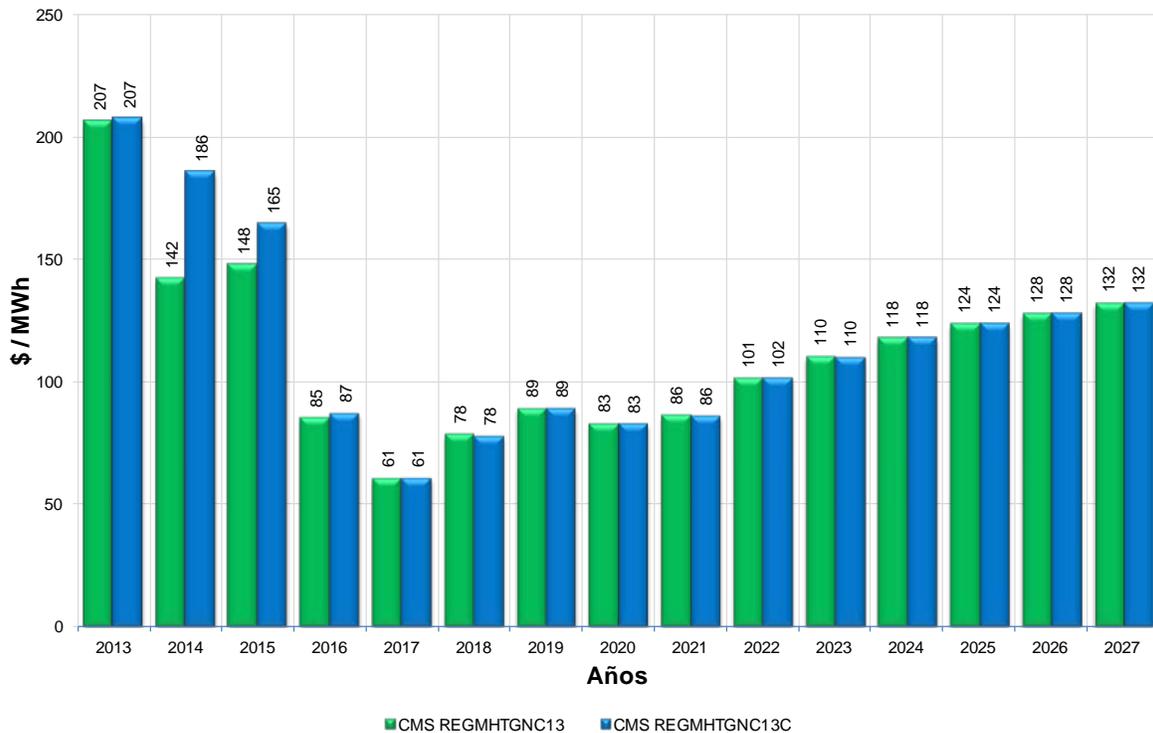
*Este escenario analiza un escenario atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo que esté programado para entrar durante el segundo semestre del año respectivo.*

Con el propósito de observar la robustez del Escenario de expansión REGMHTGNC13 se procedió a realizar esta sensibilidad, que contempla un escenario crítico suponiendo el atraso de un año en la entrada en operación para todos los proyectos que estén programados a entrar en operación el segundo semestre de los años de corto plazo.

Costo Inversión:	1,976.92 M\$
Costo Operativo:	6,877.59 M\$
Costo Deficit:	12.59 M\$
<b>Costo Total:</b>	<b>8,867.09 M\$</b>

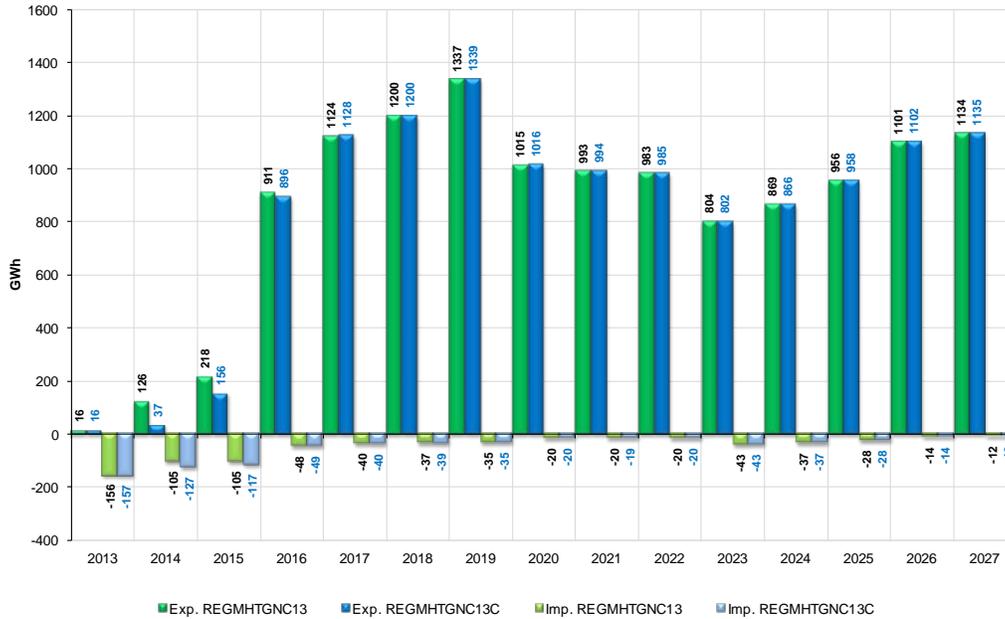
El gráfico 6.15 muestra un incremento en el CMS en los primeros años, que es donde estos proyectos se sensibilizan.

**Gráfico 6.15, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13C.**



**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

**Gráfico 6.16, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13C.**



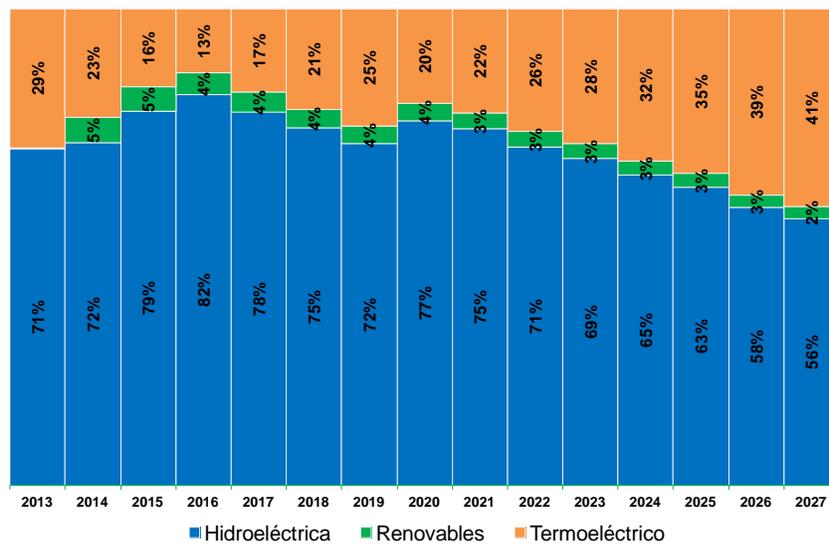
Referencia: ETESA Revisión del Plan de Expansión 2013.

Este aumento en el CMS afectaría directamente los intercambios con Costa Rica al presentarse una oferta de energía más cara en comparación con el escenario REGMHTGNC13, resultando en una disminución en las

exportaciones hacia ese país (ver Gráfico 6.16).

En el gráfico 6.17 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

**Gráfico 6.17, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13C.**



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTGNC13D

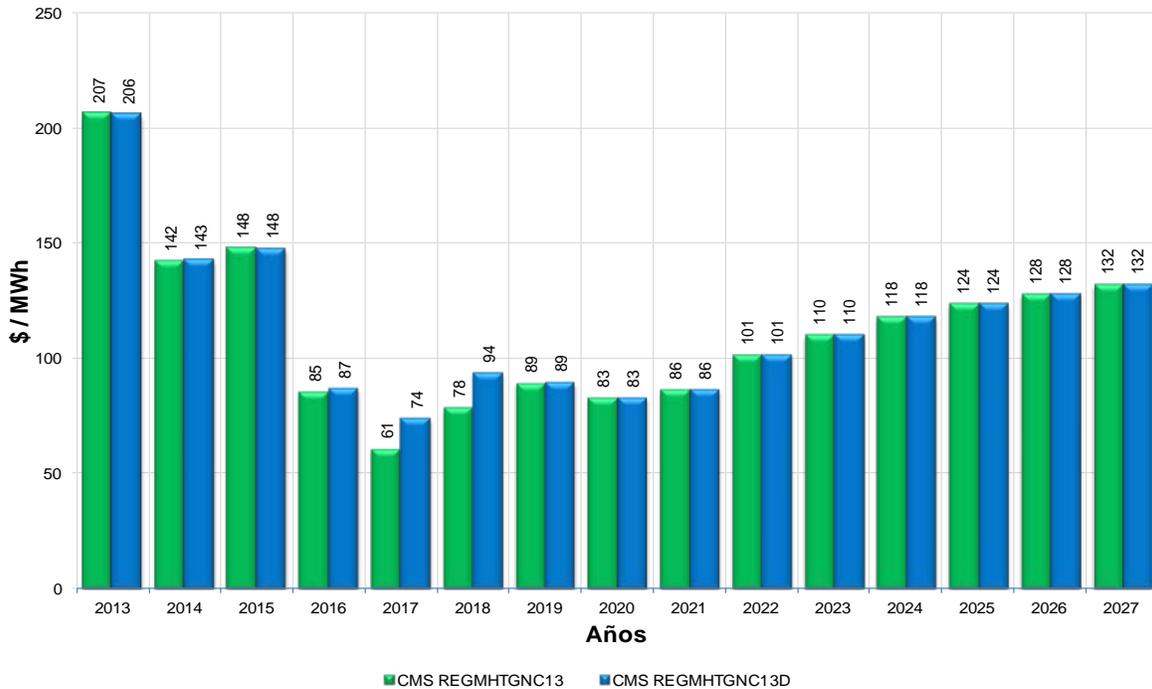
*En esta sensibilidad se analiza el impacto de un atraso de la entrada en operación de la planta de carbón de 200 MW al año 2019.*

Las plantas a carbón son una tecnología probada en Panamá, como se demostró en el año 2010 cuando BLM realizó la conversión de las turbinas de vapor, pasando de utilizar bunker a carbón. No obstante, es importante ver el efecto que representa el atraso de dos años en la entrada de la planta termoeléctrica de carbón con capacidad instalada de 200 MW y observar el comportamiento que tendría el sistema si se llegaran a atrasar.

Costo Inversión:	2,035.09 M\$
Costo Operativo:	6,761.34 M\$
Costo Deficit:	11.82 M\$
<b>Costo Total:</b>	<b>8,808.25 M\$</b>

El resultado de esta sensibilidad muestra la variación que provocaría el atraso de esta planta en los años 2017 y 2018. El comportamiento de los costos marginales de esta sensibilidad se muestra en el gráfico 6.18.

**Gráfico 6.18, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13D.**

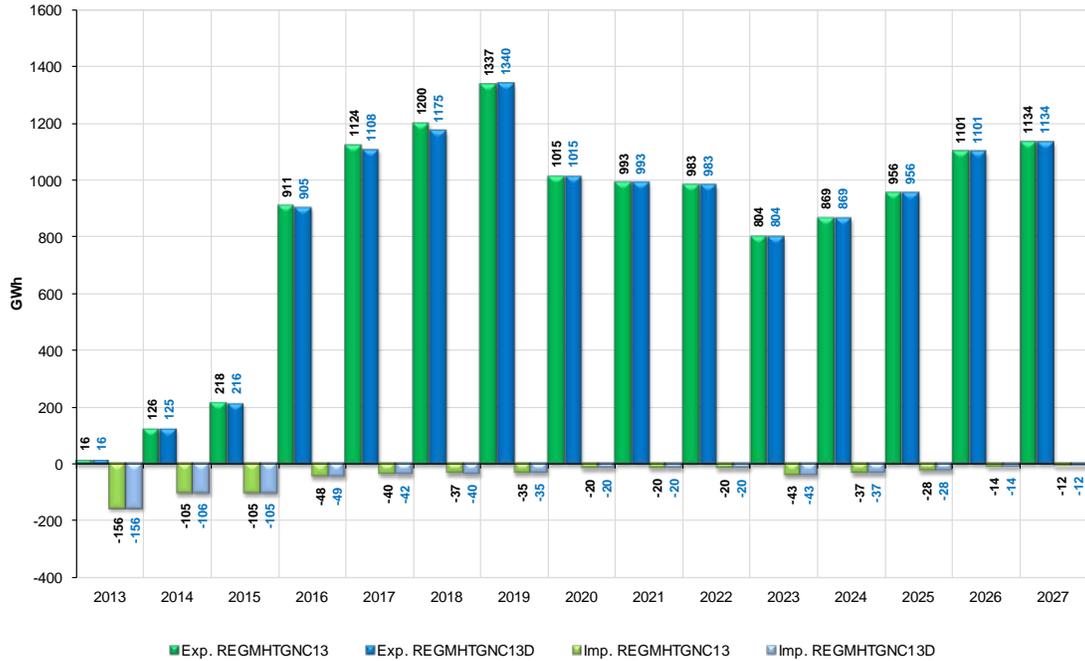


**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

De igual forma el atraso de estos proyectos refleja niveles de variación en los intercambios en los mismos años, en comparación con el

escenario REGMHTGNC13, Este comportamiento se muestra en el gráfico 6.19.

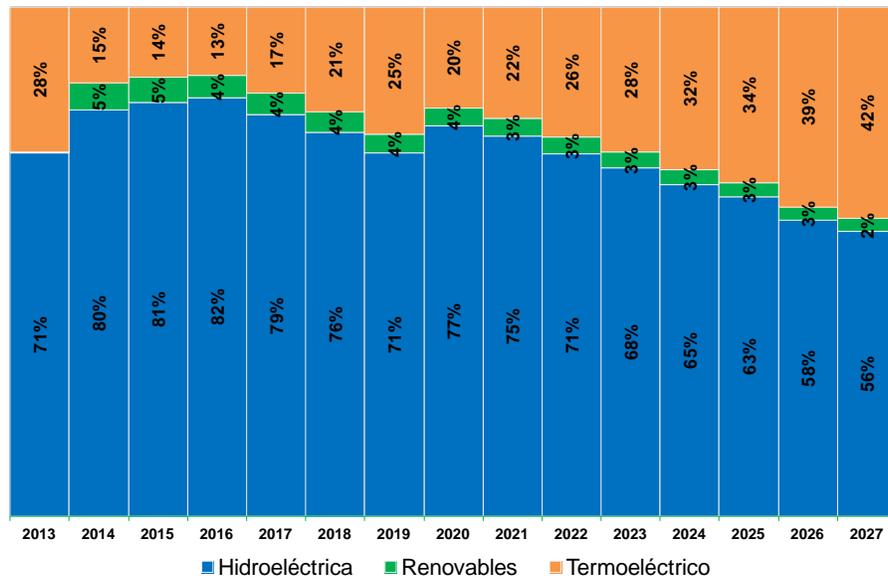
**Gráfico 6.19, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13D.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

En el gráfico 6.20 se muestra la distribución de la generación en escenario de darse esta sensibilidad.

**Gráfico 6.20, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13D.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTGNC13E

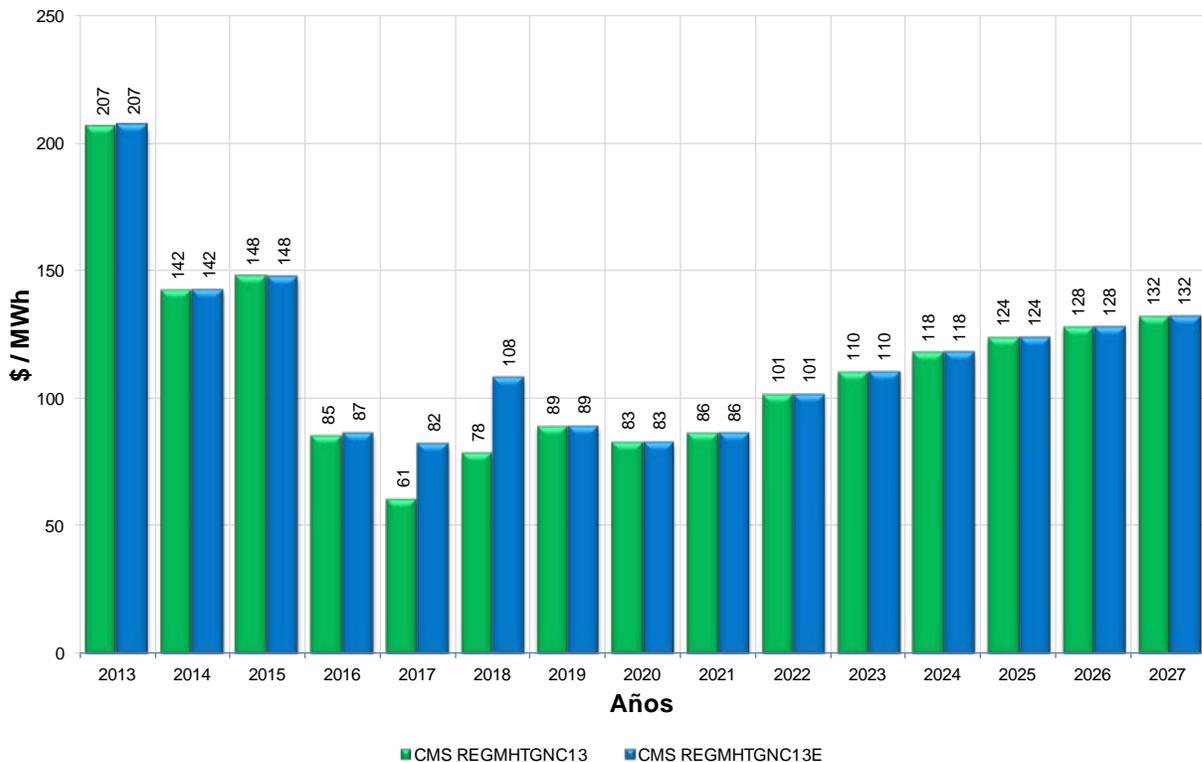
*Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que causa el retraso en la entrada en operación del gas natural en dos años (2019).*

La disponibilidad de gas natural para generación termoeléctrica durante el periodo 2013 - 2027 parte del análisis realizado por ETESA en la planificación indicativa que se realiza en el país para este sector, en donde se tiene programada su entrada en operación a inicios del 2017. Se analiza el impacto que tendría en el sistema un atraso de 24 meses en su entrada en operación.

Costo Inversión:	2,003.28 M\$
Costo Operativo:	6,720.86 M\$
Costo Deficit:	11.94 M\$
<b>Costo Total:</b>	<b>8,736.08 M\$</b>

En el gráfico 6.21 se puede apreciar el comportamiento del CMS con esta sensibilidad.

**Gráfico 6.21, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13E.**

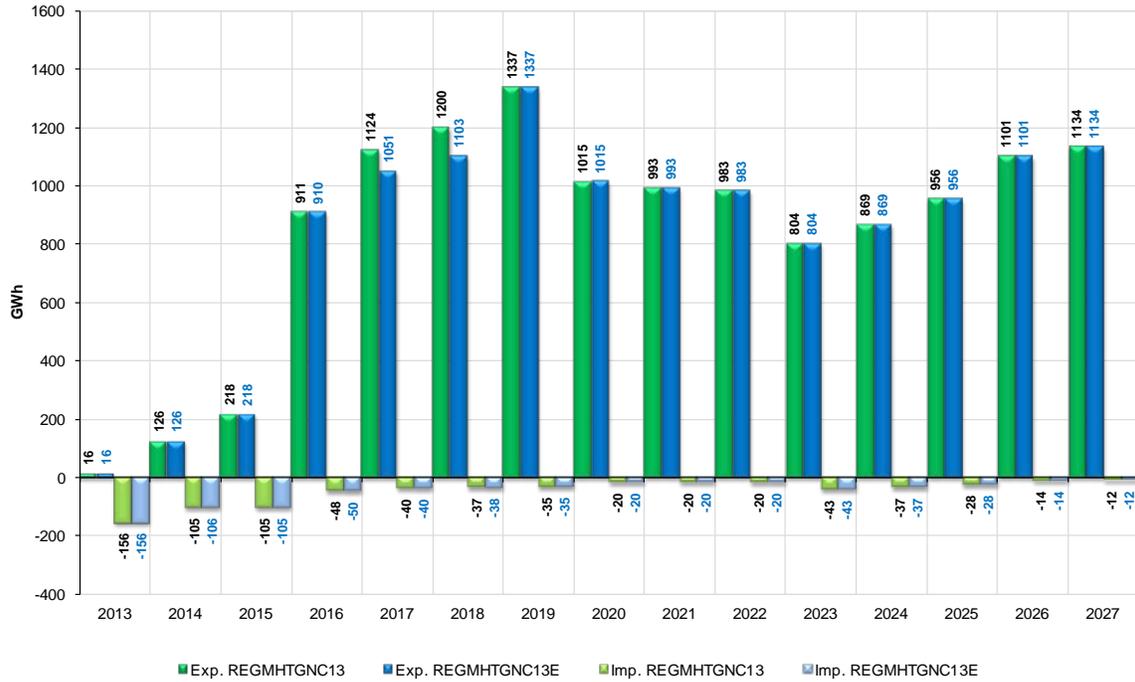


**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

El comportamiento del CMS demuestra la importancia de estos proyectos para el sistema. En la

gráfica 6.22 se presentan los intercambios con Costa Rica.

**Gráfico 6.22, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13E.**

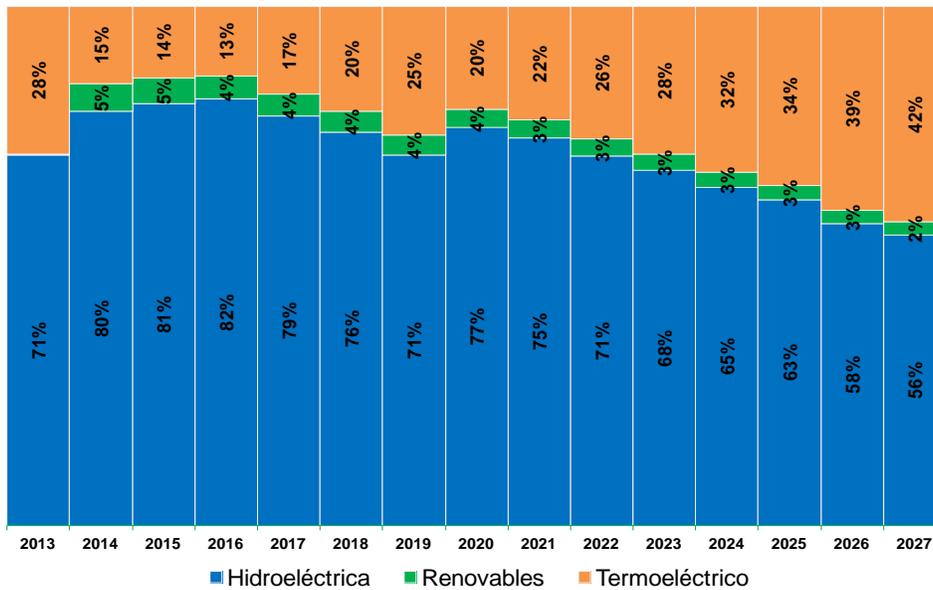


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

En el gráfico 6.23 se muestra el comportamiento de la matriz

energética del sistema de darse esta sensibilidad.

**Gráfico 6.23, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13E.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## REGMHTGNC13F

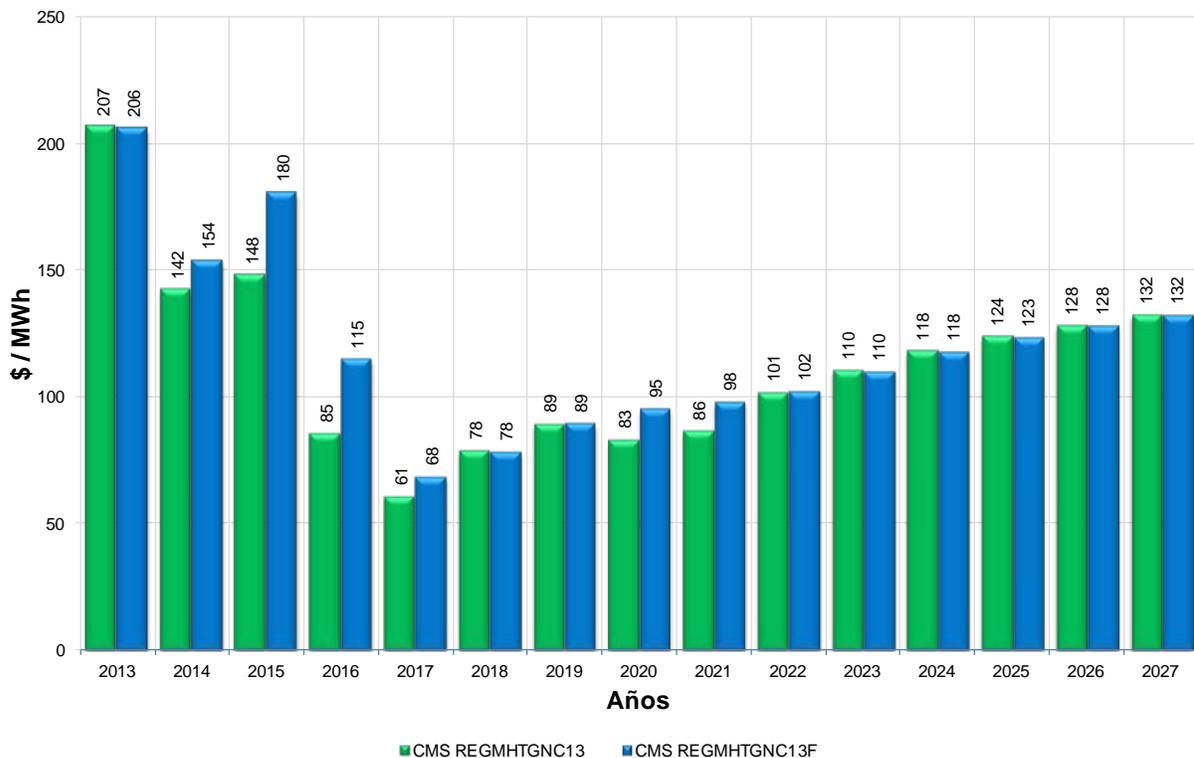
En esta sensibilidad se analiza el impacto de un atraso de la entrada en operación de dos años de los proyectos Santa María 82, Bonyic, Barro Blanco, Santa María, Los Estrechos, Río Piedra, Las Cruces, San Bartolo, Tabasará II y Changuinola 2.

Dada la importancia de la potencia instalada de estos proyectos, se estudia el comportamiento que tendría sobre el sistema si estos se llegaran a atrasar. La potencia que aportarían estos sería de 380.44 MW.

El resultado de esta sensibilidad muestra que estos proyectos tienen efecto sobre el sistema en los primeros años del estudio, lo que corrobora la importancia que presentan estos en el corto plazo. El comportamiento de los costos marginales de esta sensibilidad se muestra en el gráfico 6.19.

Costo Inversión:	1,895.77 M\$
Costo Operativo:	7,040.66 M\$
Costo Deficit:	12.13 M\$
<b>Costo Total:</b>	<b>8,948.56 M\$</b>

**Gráfico 6.24, Costo Marginal de Panamá del Escenario REGMHTGNC13F.**

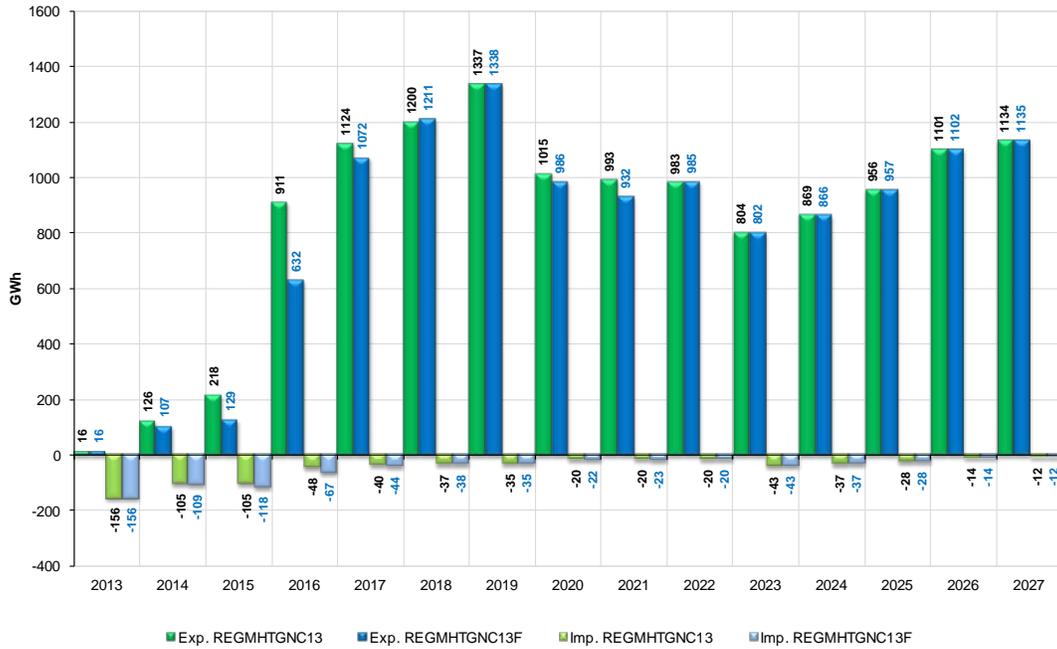


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

Este aumento afecta directamente los intercambios que podrían darse con

Costa Rica como se aprecia en el gráfico 6.25.

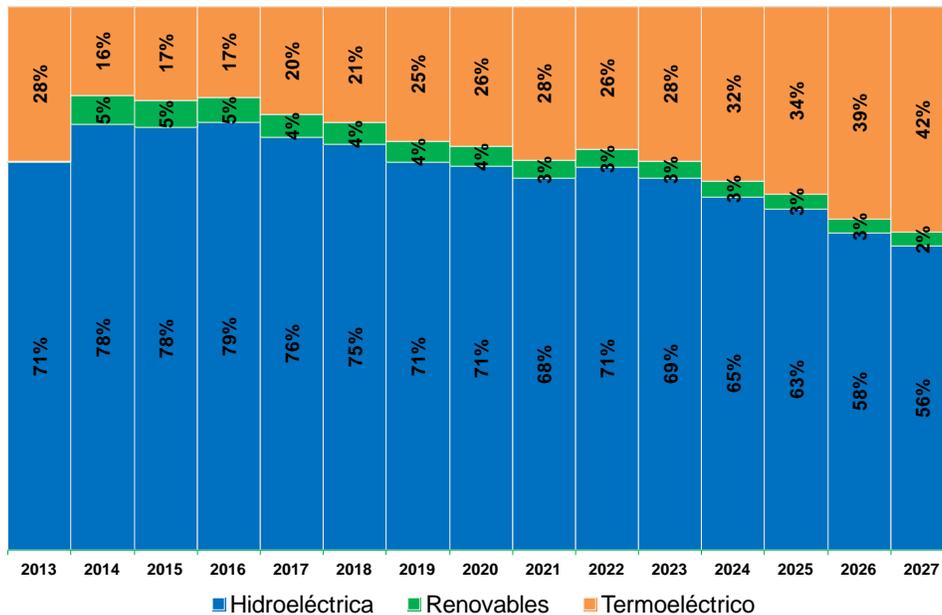
**Gráfico 6.25, Intercambios de Energía con Costa Rica del Escenario REGMHTGNC13F.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

En el gráfico 6.27 se muestra el porcentaje de participación de generación por tipo de tecnología.

**Gráfico 6.26, Porcentaje de Participación de Generación del Escenario REGMHTGNC13F.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

## RESUMEN

Como se pudo apreciar los planes de demanda media no presentan diferencias en el período de corto plazo. En el Cuadro 6.6 se presenta la comparación de un plan con respecto al otro.

**Cuadro 6.6, Comparación de Planes de Demanda Media**

Proyecto	MW	Tipo	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mendre 2	8.00	Hidroeléctrica	3	3	3												
Las Perlas Norte	10.00	Hidroeléctrica	3	3	3												
Las Perlas Sur	10.00	Hidroeléctrica	5	5	5												
Sarigua	2.40	Solar	6	6	6												
San Lorenzo	8.40	Hidroeléctrica	8	8	8												
Monte Lirio	49.95	Hidroeléctrica	12	12	12												
Pando	33.30	Hidroeléctrica	12	12	12												
La Huaca	5.05	Hidroeléctrica		1	1	1											
Rosa de los Vientos	100.00	Eólica		1	1	1											
Marañón	17.50	Eólica		1	1	1											
Nuevo Chagres	62.50	Eólica		1	1	1											
Portobelo	40.00	Eólica		1	1	1											
San Andrés	10.00	Hidroeléctrica		3	3	3											
Turb. Gas de EGESA	42.80	Retiro		4	4	4											
El Alto	69.48	Hidroeléctrica		7	7	7											
El Sindigo	10.00	Hidroeléctrica		7	7	7											
Santa María 82	25.60	Hidroeléctrica		7	7	7											
Bonyic	31.86	Hidroeléctrica		8	8	8											
Bajo Frío	56.00	Hidroeléctrica		9	9	9											
Asturias	4.10	Hidroeléctrica			1	1	1										
Barro Blanco	28.56	Hidroeléctrica			1	1	1										
Caldera	4.10	Hidroeléctrica			1	1	1										
Los Planetas 2	8.58	Hidroeléctrica			1	1	1										
Cañazas	5.94	Hidroeléctrica			1	1	1										
Santa María	26.00	Hidroeléctrica			1	1	1										
Ojo de agua	9.00	Hidroeléctrica			2	2	2										
Los Estrechos	12.30	Hidroeléctrica			2	2	2										
Tizingal	4.643	Hidroeléctrica			6	6	6										
Bajos de Totuma	5.00	Hidroeléctrica			12	12	12										
Burica	50.00	Hidroeléctrica				1	1	1									
Río Piedra	10.00	Hidroeléctrica				1	1	1									
La Palma	2.02	Hidroeléctrica				1	1	1									
Las Cruces	14.40	Hidroeléctrica				1	1	1									
San Bartolo	15.08	Hidroeléctrica				1	1	1									
La Laguna	9.30	Hidroeléctrica				1	1	1									
Chuspa	8.80	Hidroeléctrica				1	1	1									
Tabasará II	34.50	Hidroeléctrica				1	1	1									
Punta Rincón**	274.00	Térmica / Carbón				1	1	1									
Potrerillos	4.174	Hidroeléctrica					1	1	1								
Cerro Viejo	4.00	Hidroeléctrica						1	1	1							
Cerro Mina	6.10	Hidroeléctrica						1	1	1							
Los Trancos	0.95	Hidroeléctrica							1	1	1						
Remigio Rojas	6.50	Hidroeléctrica							1	1	1						
Lalín I (Gatú 16.6)	18.40	Hidroeléctrica								1	1	1					
Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	Hidroeléctrica									1	1	1				
Lalín III (Gatú 46)	22.00	Hidroeléctrica										1	1	1			
San Andrés II	9.90	Hidroeléctrica											1	1	1		
El Remance	8.00	Hidroeléctrica												1	1	1	
Chan II	214.00	Hidroeléctrica													1	1	1
CC GNL200a	200.00	Térmica / GNL														1	1
CC GNL200b	200.00	Térmica / GNL															1
CC GNL 250a	250.00	Térmica / GNL															1
CC GNL 250b	250.00	Térmica / GNL															1
CC GNL 250c	250.00	Térmica / GNL															1
CC GNL BLM	160.00*	Conversión / GNL															1
CC GNL TCOL	150.00*	Conversión / GNL															1
CB200	200.00	Térmica / Carbón															1
CB250a	250.00	Térmica / Carbón															1
CB250b	250.00	Térmica / Carbón															1
CB250c	250.00	Térmica / Carbón															1
CB250d	250.00	Térmica / Carbón															1
Eólico I	120.00	Eólica															1
Eólico II	80.00	Eólica															1

REGMHTGNC13

ESCENARIO HIDRO-TÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN Y GAS NATURAL LICUADO

REGMHTCB13

ESCENARIO HIDRO-TÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN

REGMHTTLA13

ESCENARIO HIDRO-TÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN, FUENTES DE ENERGÍA EÓLICA Y GAS NATURAL LICUADO

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

En el cuadro 6.7 se muestran los costos de Inversión, Operación y Déficit de los tres escenarios analizados, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al escenario REGMHTGNC13.

En el escenario de Gas y carbón (REGMHTGNC13), observamos que la inversión resulta mayor debido a la instalación de una planta de regasificación en el país. Por otro lado, el costo operativo de este escenario baja debido a que el precio de gas natural licuado es mucho menor que el de los combustibles líquidos, sin embargo, aun con esta reducción en los costos operativos, este escenario resulta más costoso que el escenario REGMHTCB13.

Se puede observar que el costo operativo en el escenario REGMHTCB13 obviamente es

inferior al escenario REGMHTGNC13; esto se debe al comportamiento esperado del precio del carbón a largo plazo, donde la pendiente de crecimiento es menor con respecto al gas.

Se tiene que tomar en cuenta que las plantas de carbón producen mayores efectos ambientales que las plantas térmicas a base de gas natural, que suelen ser de bajo costo de inversión pero con muy altos costos operativos.

Por otro lado, el escenario REGMHTTLA13, presenta un costo mayor de inversión con respecto a los otros escenarios puesto que considera la instalación de 200 MW de plantas eólicas, hecho que impacta directamente en los costos marginales, producto de un mayor porcentaje de generación de fuentes renovables.

**Cuadro 6.7, Comparación de Costos por Escenario**

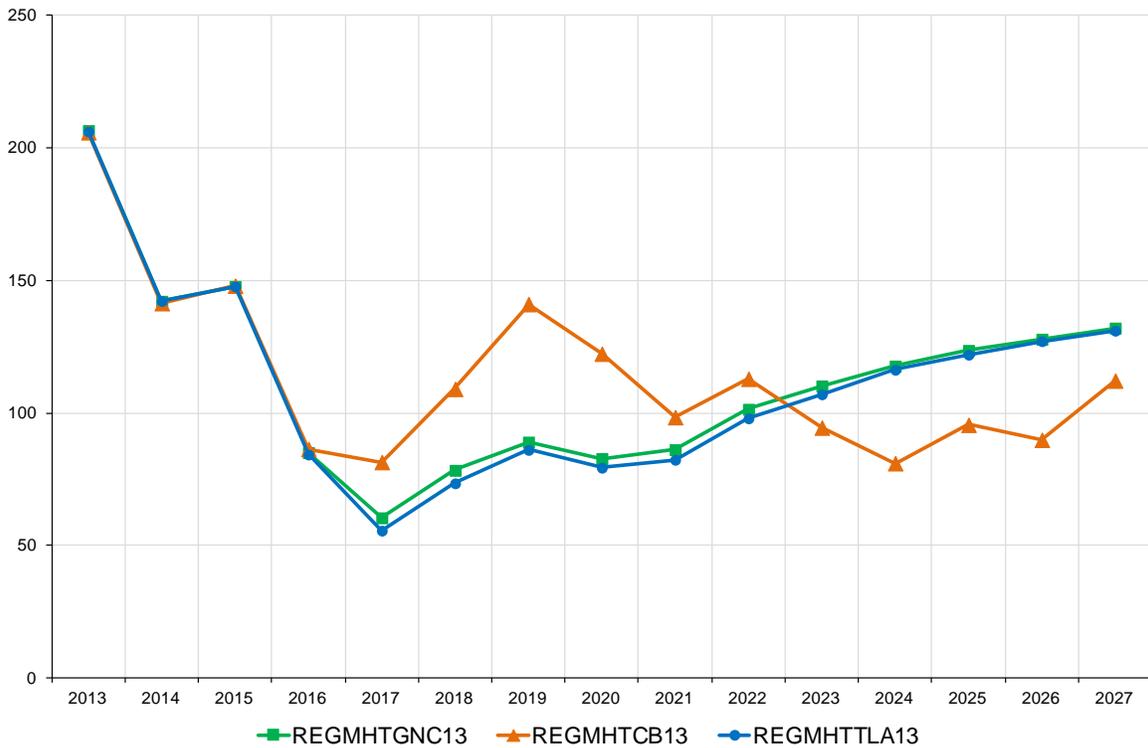
	<b>Costo Inversión M\$</b>	<b>Costo Operativo M\$</b>	<b>Costo Deficit M\$</b>	<b>Costo Total M\$</b>
<b>REGMHTGNC13</b>	2,045.67	6,682.42	11.85	8,739.94
<b>REGMHTCB13</b>	2,029.32	5,571.45	16.88	7,617.65
<b>REGMHTTLA13</b>	2,180.94	6,225.61	11.82	8,418.37

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

El Gráfico 6.27 muestra la comparación en los CMS de los tres escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre uno y otro. El comportamiento del costo marginal del escenario REGMHTCB13 es diferente al de los otros dos escenarios, pues presenta un espaciamiento en la entrada de

plantas térmicas diferente al de los otros dos escenarios. Además, el comportamiento esperado de los precios del carbón presenta un crecimiento bajo con respecto al crecimiento esperado del precio del gas.

**Gráfico 6.27, Comparación de los Costos Marginales.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

En el Cuadro 6.8 se presentan las diferencias en los costos de las sensibilidades estudiadas. En este cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de mayor costo es la REGMHTGNC13B, donde se estudia el comportamiento del sistema, de presentarse un aumento en los precios del combustible en Panamá, lo que causaría un aumento de los costos operativos en 973 M\$ con respecto al escenario REGMHTGNC13.

En las sensibilidades A y C, donde se analiza la ocurrencia de un escenario de demanda alta y el atraso de un año en todos los proyectos que estén programados para entrar en operación el segundo semestre de los años de corto plazo respectivamente, se presenta un aumento de los costos

de operación, debido a que esta energía adicional requerida por el aumento de la demanda o el atraso de un proyecto hidroeléctrico, tendría que ser reemplazada por energía proveniente de fuentes térmicas.

Por otro lado, las sensibilidades D, E y F corroboran la importancia de que se cumplan los cronogramas de expansión sugeridos, puesto que el atraso de un proyecto puede representar alzas significativas en los costos marginales y por ende al consumidor final.

**Cuadro 6.8, Comparación de Costos Escenario REGMHTGNC13 vs Sensibilidades**

	<b>Costo Inversión M\$</b>	<b>Costo Operativo M\$</b>	<b>Costo Deficit M\$</b>	<b>Costo Total M\$</b>
<b>REGMHTGNC13</b>	2,044.59	6,682.42	11.8	8,738.86
<b>REGMHTGNC13A</b>	2,044.59	7,205.35	13.4	9,263.36
<b>REGMHTGNC13B</b>	2,044.59	7,656.15	12.3	9,713.04
<b>REGMHTGNC13C</b>	1,976.92	6,877.59	12.6	8,867.09
<b>REGMHTGNC13D</b>	2,035.09	6,761.34	11.8	8,808.25
<b>REGMHTGNC13E</b>	2,003.28	6,720.86	11.9	8,736.08
<b>REGMHTGNC13F</b>	1,895.77	7,040.66	12.1	8,948.56

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

---

## CAPÍTULO 7, INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA

---

Los Presidentes de Panamá y Colombia firmaron en la ciudad de Cartagena de Indias el 1° de agosto de 2008, un acta de intención para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre ambos países.

Por otro lado, con recursos de la Cooperación Técnica del BID, se viene realizando además un trabajo detallado de caracterización, análisis y concertación, para definir el corredor de ruta más favorable en la zona de frontera para el desarrollo de la interconexión.

Para garantizar el libre acceso de los agentes del mercado de cada país a la capacidad de transmisión del enlace, y para su óptima utilización, se acordó el desarrollo de un esquema de intercambios de corto plazo a través de un despacho coordinado (a cargo de los operadores de los sistemas de Colombia y Panamá) y un proceso de asignación de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (DFACI) para las transacciones de largo plazo (mediante un esquema de subasta pública).

No obstante los esfuerzos realizados, la subasta de asignación de DFACI debió ser aplazada debido al no cumplimiento de condiciones definidas como estratégicas y esenciales para el éxito del proceso.

Adicionalmente, pese a los esfuerzos realizados y la armonización

desarrollada, persistían al momento del aplazamiento de la subasta algunas preocupaciones sobre los riesgos inherentes al proceso, que terminaban comprometiendo la participación de los agentes y muy probablemente impedirían alcanzar el objetivo de lograr precios más competitivos de energía y mayores oportunidades de negocio en el mercado de Panamá y Centroamérica.

En vista de los estudios que se realizan para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró un escenario que involucrara dicho proyecto en esta sección. El mismo tiene el propósito de evaluar el impacto de esta inyección de energía en el sistema de generación nacional. Por tal motivo se simula esta inyección en el caso de referencia, REGMHTGNC13, con intercambio efectivo con Colombia a partir del año 2018.

En este escenario se analiza el comportamiento que presentaría tanto el costo marginal como las exportaciones e importaciones, producto de la integración del Mercado Andino.

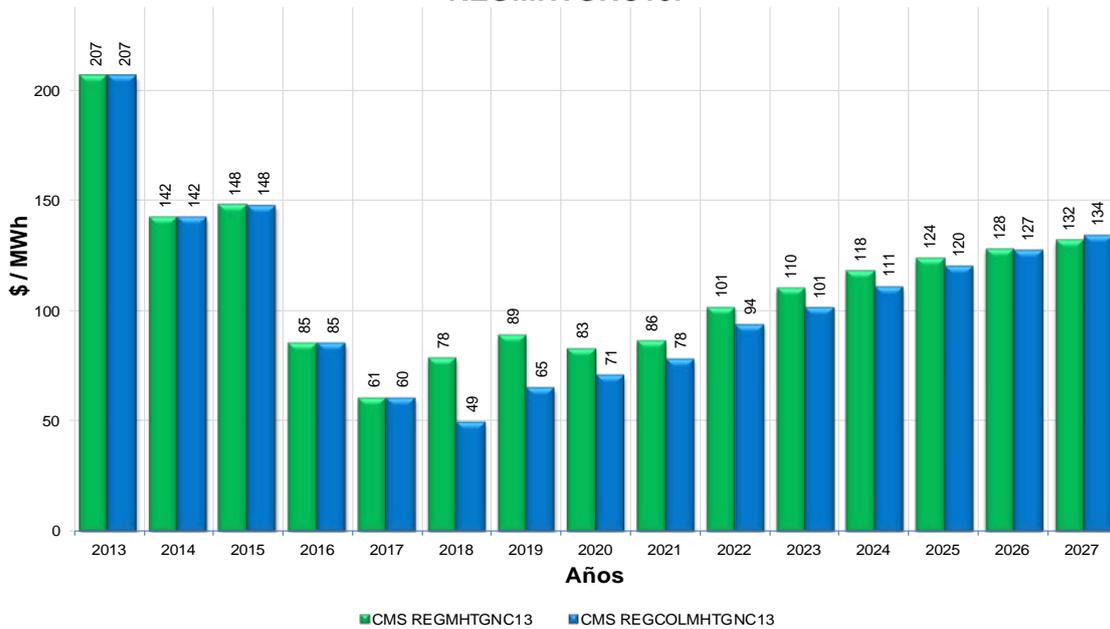
## REGCOLMHTGNC13

*En este caso se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 300 MW de intercambio proveniente de Colombia en enero de 2018.*

Como se muestra en el gráfico 7.1, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW produce una disminución en los

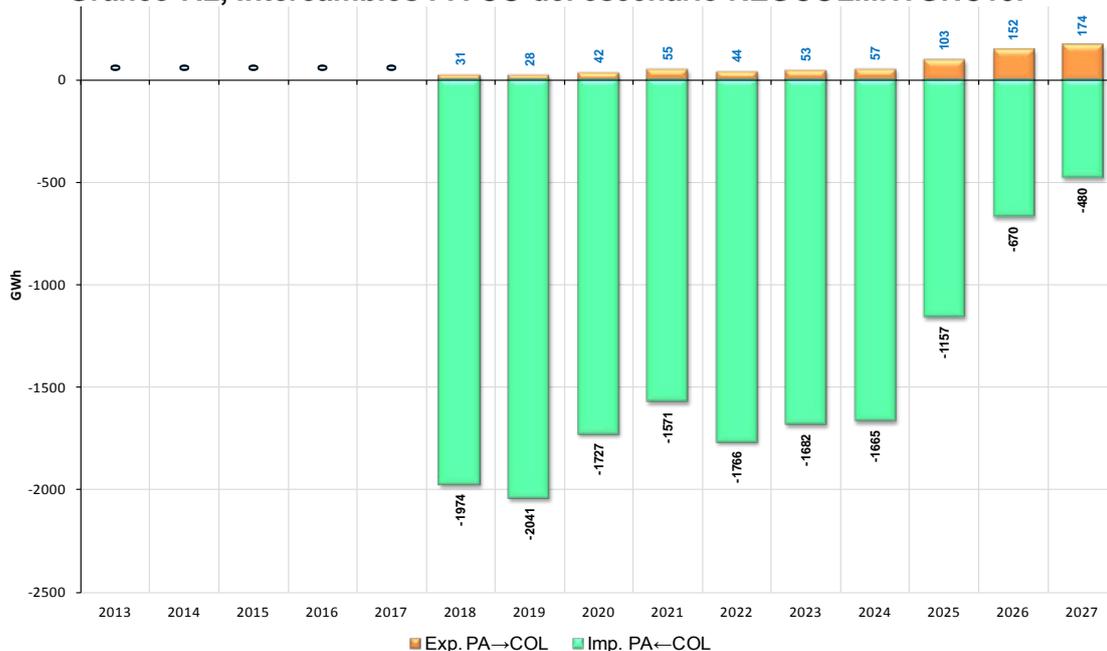
CMS. Esta diferencia en los CMS es mayor en los primeros años en que entra la interconexión y va disminuyendo hasta estabilizarse al final del periodo.

**Gráfico 7.1, Costos Marginales de Panamá del escenario REGCOLMHTGNC13 vs REGMHTGNC13.**



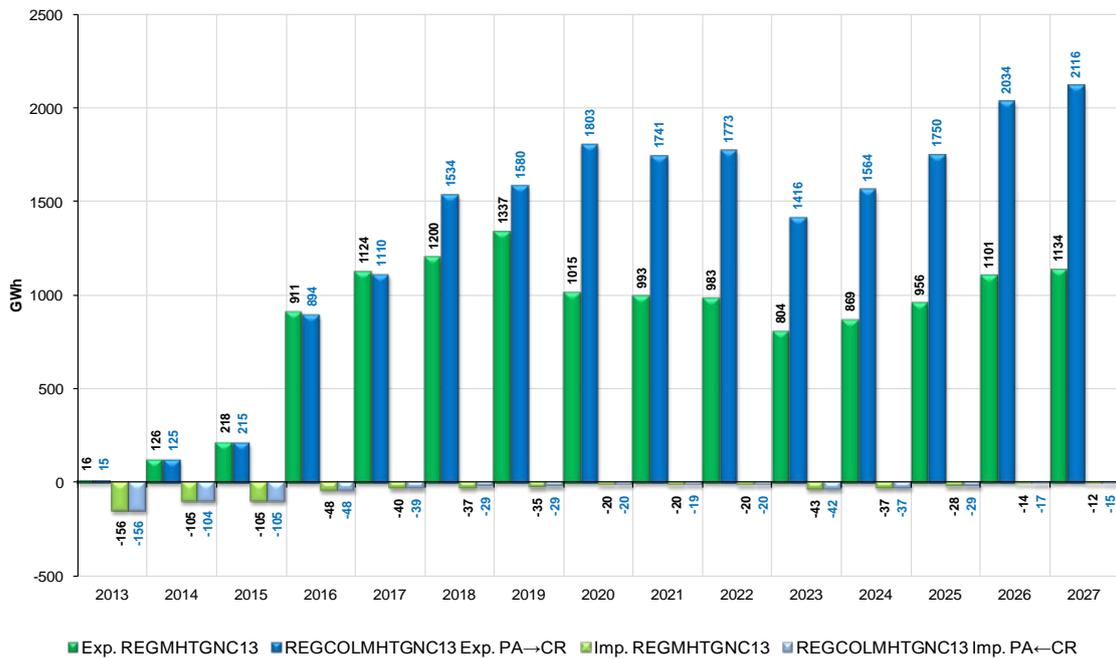
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

**Gráfico 7.2, Intercambios PA-CO del escenario REGCOLMHTGNC13.**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.

**Gráfico 7.3, Intercambios PA-CR del escenario REGMHTGNC13 vs REGCOLMHTGNC13**



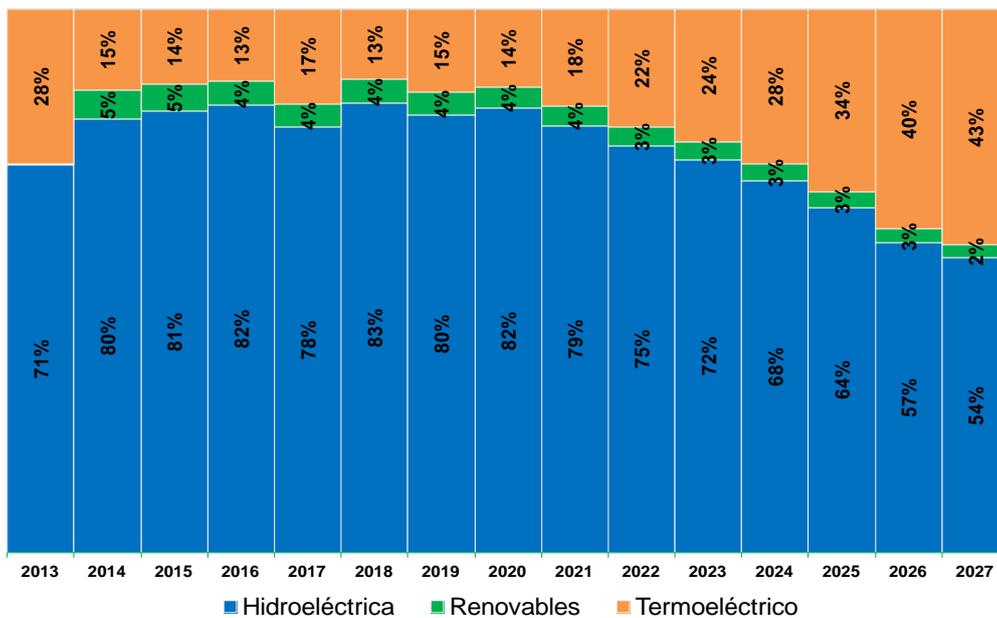
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013

Panamá tendría un estatus de exportador de energía como se muestra en el gráfico 7.3. El análisis de los intercambios de Panamá con la interconexión, además de importar energía de Colombia para el consumo nacional, también re-

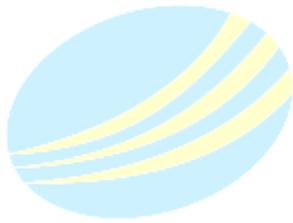
exporta hacia Costa Rica parte de esa energía importada.

En el gráfico 7.4 se muestra la participación hidroeléctrica, termoeléctrica y eololéctrica.

**Gráfico 7.4, Porcentaje de Participación de Generación del escenario REGCOLMHTGNC13**



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2013.



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

---

## CAPÍTULO 8, CONCLUSIONES

---

Las políticas energéticas a nivel global tienen como retos principales, la garantía del suministro energético ante el creciente precio de los combustibles y a los efectos inmediatos del cambio climático. Panamá viene desarrollando avances muy importantes con respecto a ambos temas.

En lo que se refiere a la garantía del suministro energético, el 2 de agosto de 2012, la SNE logra, como parte de las políticas energéticas que promueven la diversificación de la matriz energética nacional, la aprobación de la Ley 41 “Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural destinadas a la prestación del servicio público de electricidad”. Este hecho, se ve inmediatamente reflejado, en la reciente licitación LPI N° ETESA 01-13 para “Contratación a Largo Plazo del Suministro de Potencia y Energía exclusivo para Centrales Nuevas de Generación Eléctrica a base de Gas Natural”.

De igual forma, debido a que la principal fuente nativa y renovable de producción de electricidad, la energía hidráulica, es directamente afectada por el cambio climático, debido a las características geográficas y climáticas de Panamá, la penetración en la matriz energética nacional, de otras fuentes renovables como la solar y la eólica se muestran competitivas

Las centrales hidroeléctricas de pasada, corresponden en la actualidad al 45% de las instalaciones hidroeléctricas, pasando en el horizonte del Plan a un 65%, lo que facilita la introducción de estas otras fuentes renovables. Esto se debe a que las plantas hidroeléctricas de pasada tienen baja producción en la época seca, efecto que puede complementarse con la producción de las plantas eólicas y solares, que presentan su mayor productividad en esta época.

Se incorpora el Gas Natural a la Matriz energética Nacional, el cual, además de ser una fuente no tradicional, es un recurso no renovable pero que es más económico que el bunker, con el que se puede obtener precios finales de energía muy competitivos, especialmente con respecto al carbón, con la ventaja de que las emisiones de efecto invernadero, del gas natural son menores a las producidas en el proceso de generación de energía eléctrica con carbón.

Basados en los análisis y proyecciones, bajo los cuales se realiza el Plan Indicativo de Generación, se hace innegable que, en el periodo de corto plazo la entrada de tantos proyectos hidroeléctricos en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo, impide la optimización del plantel en expansión.

En el escenario REGMHTGNC13 se incorpora la fuente de gas en estado líquido (GNL). Se prevé el año 2017, como fecha de entrada en operación de esta fuente, la cual se desarrollará en la costa atlántica, por las ventajas de implementación de las facilidades de importación, descarga y manejo de este combustible. Se considera que el desarrollo de esta fuente, se iniciará en una primera fase con 500 MW de capacidad instalada.

Con la disponibilidad en el territorio nacional del GNL en el año 2017, se analiza la conversión simultánea, a esta fuente, de los actuales ciclos combinados existentes (BLM y Termo Colón). Se considera que estas infraestructuras termoeléctricas serán más eficientes si generan con GNL. Con esta conversión se podría lograr una disminución considerable en los CMS, y una mayor competitividad en el parque de generación regional, facilitando el aumento en los intercambios internacionales.

Gracias a la fuerte expansión del componente hidroeléctrico, Panamá se presenta en la estación lluviosa como un exportador natural para los tres escenarios de expansión. Se puede observar que, dependiendo de la sensibilidad analizada, las exportaciones e importaciones pueden variar un poco, sin embargo este comportamiento se mantiene similar en todos los escenarios.

Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo

en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud. Además, la interconexión regional permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes de energía eléctrica.

Se analizó un escenario con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2018. Aunque actualmente existe mucha incertidumbre con respecto a cómo se desarrollará este proyecto, el mismo muestra tener un impacto importante, tanto en nuestro país, como a nivel regional.

Las sensibilidades analizadas fueron aquellas que podrían tener un mayor efecto sobre el cronograma del Plan de Expansión. Se consideraron especialmente aquellas que conllevan un gran impacto en los proyectos estratégicos, tales como el atraso de los proyectos hidroeléctricos de mayor magnitud, especialmente dentro del período crítico del corto plazo, o la ocurrencia de un evento que afecte a varios proyectos.